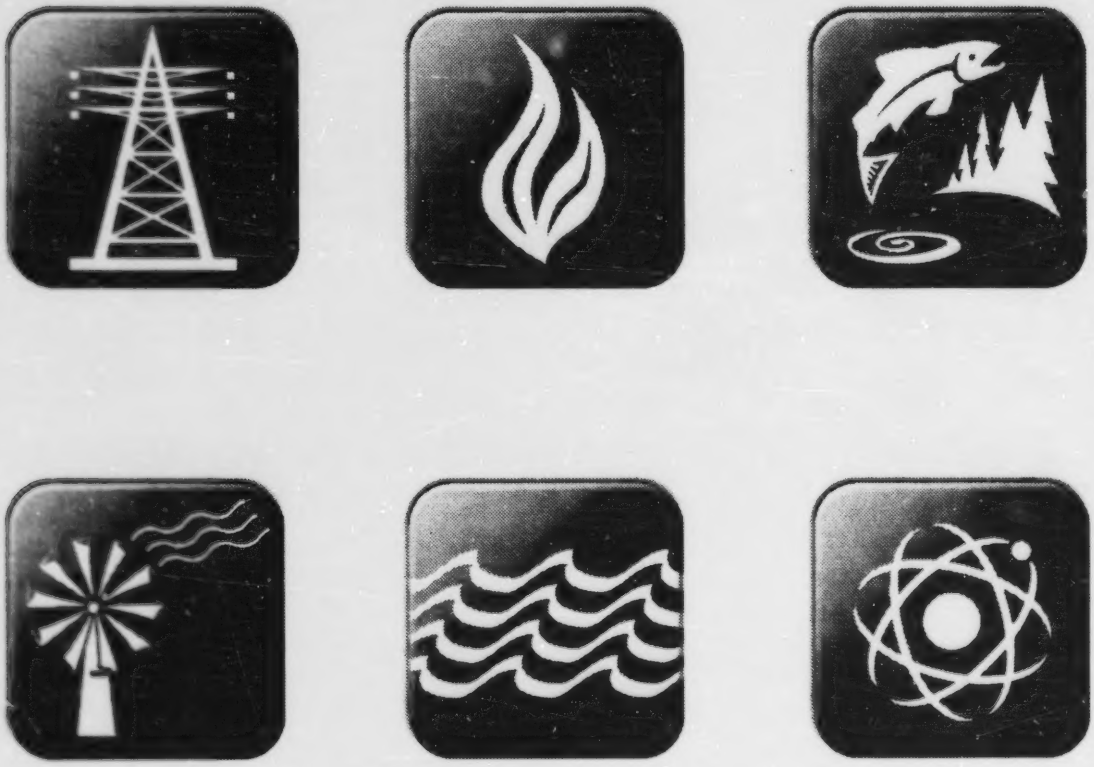
WHITE PAPER

New Brunswick Energy Policy



New Nouveau
Brunswick

NATURAL RESOURCES AND ENERGY

TABLE OF CONTENTS

EXECUTIVE SUMMARY v

1.0 INTRODUCTION 1

1.1 Process 1

1.2 Policy Goals 2

1.2.1. Ensure a secure, reliable and cost effective energy supply for residential, commercial and industrial customers. 2

1.2.2. Promote economic efficiency in energy systems and services. 2

1.2.3. Promote economic development opportunities. 3

1.2.4. Protect and enhance the environment. 3

1.2.5. Ensure an effective and transparent regulatory regime. 3

2.0 NEW BRUNSWICK ENERGY PROFILE 5

2.1 Energy Demand 5

2.1.1. Total Primary Energy Demand 5

2.1.2. End Use Energy Demand 6

2.2 Electricity in New Brunswick 7

2.3 Indigenous Coal 8

2.4 Natural Gas 8

2.5 Refined Petroleum Products 8

2.6 New Brunswick Energy Needs 9

2.6.1. Historical Energy Needs 9

2.6.2. Projected Energy Needs to 2010 10

3.0 CHALLENGES AND OPPORTUNITIES 13

3.1 Electricity 13

3.1.1. Background 13

3.1.1.1. Review of Previous Electricity Reports 13

3.1.1.2. Electricity Restructuring in Other Markets 14

3.1.2. New Brunswick Approach 15

3.1.3. Wholesale Competition 16

3.1.3.1. Moving Toward Wholesale Competition 16

3.1.3.2. Establishing a Workably Competitive Market 18

3.1.3.2.1. Interconnections 19

3.1.3.3. Functional Unbundling of the Crown Utility 19

3.1.3.4. Levelling the Playing Field 20

3.1.3.5. Reliability of Supply 20

3.1.3.6. Distribution Electric Utilities 21

3.1.4. Non-Utility Generation Development 22

3.1.4.1. Merchant Generation Facilities 22

3.1.4.2. Self-Generation 22

3.1.5. Full Retail Competition 23

3.1.5.1. Strategic Approach to Full Retail Competition 24

3.1.5.2. Timing and Staging 24

3.1.5.2.1. Large Industrial Retail Customers 24

3.1.5.2.2. Smaller Retail Customers 25
3.1.5.3. Standard Offer Service 26
3.1.5.4. Preparing for Full Retail Competition 27
3.1.5.4.1. Full Retail Settlement Costs 27
3.1.5.4.2. Cross-Subsidization in the Current Rate Structure 27
3.1.6. Cross Cutting Issues 28
3.1.6.1. Refinements to the Regulatory Regime 28
3.1.6.2. Reciprocity 30
3.1.7. Policy Implementation 30

3.2 Natural Gas 32
3.2.1. Background 32
3.2.2. Development of a Viable Natural Gas Delivery System 33
3.2.2.1. Extension of Natural Gas Laterals and Distribution System 33
3.2.2.2. Development of a Competitive Retail Market 35
3.2.2.3. Reliability of Supply 36
3.2.2.4. Training and Development 36
3.2.3. Development of an Indigenous Natural Gas Industry 37
3.2.4. Market-Based Fuel Selection 37

3.3 Refined Petroleum Products 39
3.3.1. Background 39
3.3.2. Efficient and Competitive Markets 41
3.3.2.1. Motor Fuels 41
3.3.2.2. Heating Oil 43
3.3.3. Access to Accurate and Timely Price Information 44
3.3.4. Security of Supply and Economic Stability 45

3.4 Energy Efficiency 46
3.4.1. Background 46
3.4.2. The Energy Efficiency Potential 47
3.4.3. Factors Inhibiting Energy Efficiency Investment 48
3.4.4. Energy Efficiency Strategy 49
3.4.4.1. Expand Existing Efforts 50
3.4.4.1.1. Consumer Information and Education 50
3.4.4.1.2. Lead by Example 50
3.4.4.1.3. Participate in Federal Programs 51
3.4.4.1.4. Expand Energy Efficiency Regulations and Promote High Performance Equipment 51
3.4.4.2. Propose New Measures 51
3.4.4.2.1. Energy Efficiency Funding Mechanism 52
3.4.4.2.2. Residential Options 52
3.4.4.2.3. Commercial and Institutional Options 52
3.4.4.2.4. Industry Options 53
3.4.4.2.5. Transportation 53
3.4.4.3. Incorporate Energy Efficiency in Electricity Markets 53
3.4.4.3.1. Price Signals 53
3.4.4.3.2. Cogeneration 54
3.4.4.3.3. Fuel Switching 54
3.4.4.3.4. Demand Side Management 54

3.5 Alternative Energy 57
3.5.1. Background 57
3.5.2. Benefits of Alternative / Renewable Energy 58
3.5.3. Market Demand for Green Power 58

3.5.4. Adoption of Alternative Energy Technology 59
3.5.4.1. Research and Development Opportunities 59
3.5.4.2. Demonstration Projects 59
3.5.4.3. Promotion and Development of Bio-fuels 60
3.5.4.4. Small-Scale On-Site Electricity Generation 60
3.5.4.5. Green Pricing 60
3.5.4.6. Renewable Portfolio Standard 61

3.6 Environmental Concerns 62
3.6.1. Background 62
3.6.2. Key Environmental Issues 62
3.6.2.1. Climate Change 63
3.6.2.2. Acid Rain 64
3.6.2.3. Canada Wide Standards ("CWS") 66
3.6.2.4. Electric Power Generation Facilities 66
3.6.3. Mitigative Measures 67
3.6.3.1. Emissions Trading 67
3.6.3.2. Natural Gas 68
3.6.3.2.1. Emission Reduction Credits for Natural Gas Conversions 68
3.6.3.2.2. Natural Gas Vehicles 68
3.6.3.3. Bio-Fuels 69
3.6.3.4. Preparation for Competition in Electricity Export Markets 69

4.0 MEETING THE ENERGY POLICY GOALS 71

4.1 Electricity 71

4.2 Natural Gas 74

4.3 Refined Petroleum Products 75

4.4 Energy Efficiency 75

4.5 Alternative Energy 77

4.6 Environmental Concerns 77

5.0 REFERENCES 79

GLOSSARY 81

EXECUTIVE SUMMARY

Energy markets have evolved in recent years to allow for increasingly more competition. Such competition among energy providers has extended beyond regional borders with the creation of open access markets. The New Brunswick energy policy provides direction that will allow the province to fully participate in a competitive energy market and prepare for the future, while protecting the economic, environmental and societal concerns of its citizens.

The White Paper describes the framework for a provincial energy policy that will guide New Brunswick over the next decade. The energy policy is an exercise in striking a balance among competing goals, which include:

1. ensure a secure, reliable and cost effective energy supply for residential, commercial and industrial users,
2. promote economic efficiency in energy systems and services,
3. promote economic development opportunities,
4. protect and enhance the environment, and
5. ensure an effective and transparent regulatory regime.

Public hearings were held over the past few years before Select Committees on natural gas, electricity restructuring and gasoline pricing, and resulting recommendations were among those considered in development of the energy policy. The White Paper examines challenges and opportunities for each of the energy sectors relevant to New Brunswick. Actions undertaken to meet the policy goals are identified for electricity, natural gas, refined petroleum products, renewable energy, energy efficiency and environmental concerns, as well as any cross-cutting issues which intersect more than one sector. The White Paper establishes ground rules regarding the future framework of electricity markets in New Brunswick. Consideration of the future of the Crown utility, in the context of the policy enunciated in this White Paper, will follow in a second stage.

Meeting the policy goals outlined in the White Paper will require cooperation between the public and private sectors. Pursuing these goals will be to the benefit of all parties.

Key statements included in the White Paper are:

- the Province will proceed with a deliberate and controlled approach to electricity restructuring which will provide opportunity for New Brunswick to participate in a competitive market, gather experience, learn from other jurisdictions and set the stage for full retail competition while allowing time for the market to evolve;

- a market design committee, with broad stakeholder representation, will be created to address development of the market design, structure and rules leading to a competitive electricity market;

- wholesale competition will be introduced, whereby the three existing municipal utilities may procure all or some of their power from the competitive market;

- a wider range of non-utility electricity generation projects, which are often characterized by high energy conversion efficiency and relatively low capital costs, will be permitted;

- retail competition, or the sale of electricity from competitive generators directly to end-use customers, will be gradually introduced, beginning with large industrial customers;

- full retail competition for all customers will not be introduced at this time, while the merits of full retail competition, with reference to experience gained in other jurisdictions, will be re-examined every two years;

- customers that do not select a competitive electricity retailer will be entitled to a standard offer service similar to the current service provided by their existing utility;

- the mandate of the Board of Commissioners of Public Utilities will be expanded to include regulation of many aspects of the new electricity market structure;

- rapid development of the natural gas infrastructure will be encouraged and opportunities to advance system expansions through partnerships formed with the private sector and federal government will be sought;

- supply, demand and inventory positions for gasoline, diesel and home heating oil will be monitored in order to provide consumer information and increase awareness;

- greater energy price transparency will be encouraged through public posting of information;

- a comprehensive energy efficiency strategy for all sectors of the economy will be developed and implemented;

- the Province will lead by example in energy efficiency measures by taking energy efficiency into account when considering procurement options and working with other agencies to extend the scope of the Provincial Buildings Initiative to include buildings such as hospitals, nursing homes and buildings owned or operated by crown corporations as well as municipalities;

- electricity time-of-use rates will be introduced to inform customers about the true cost for consumption and provide them with price signals for making economically based decisions about energy efficiency and controlling their energy costs;

- green pricing options will be made available and opportunities reviewed for development of small scale, on-site electricity generation;

- the Province will produce a provincial Climate Change Action Plan as part of a National Implementation Strategy to reduce greenhouse gas emissions.

The Province has made a firm commitment to support the energy policy objectives by creating an Energy Secretariat. A fundamental component of the Energy Secretariat's mandate is to be the continuing body of expertise that will develop and implement the energy policy objectives described in the White Paper.

1.0 INTRODUCTION

Provincial energy policies have evolved over recent years to reflect the energy developments of the era. In the 1970s and 1980s, energy policy was guided by price and security of supply, which was influenced significantly by conflicts in the Middle East.

Energy efficiency and conservation, along with price and security of supply, were the foundation of the energy policy of the 1990s, with goals which were characterized by sustainable development, energy efficiency and secure energy sources that were reasonably priced.

During the mid-1980s, the natural gas industry began moving in the direction of deregulation. In the 1990s, the electricity sector emerged from a regulated industry toward one being driven, in many jurisdictions, by competitive market forces. These market forces are a global phenomenon, driven in North America primarily by the United States Federal Energy Regulatory Commission ("FERC"). There is little option but to become part of what is developing into a fully integrated, North American electricity supply and marketing grid. In order to participate and to continue to capture the benefits of a competitive market, New Brunswick must operate by rules and procedures compatible with those established by FERC.

Emerging energy markets offer challenges and opportunities for New Brunswick. This White Paper provides a framework for a provincial energy policy for 2000-2010. The energy policy provides direction in preparing for the future while maintaining sufficient flexibility to allow the Province to participate in the market at a time and to a degree which is considered most appropriate and beneficial. The policy formulated also recognizes the inextricable link between different forms of energy, the economy and the environment.

1.1 PROCESS

In 1996, the Legislative Assembly appointed a Select Committee on Gasoline Pricing to undertake research and conduct public hearings on gasoline pricing in New Brunswick. The resulting document, *Final Report of the Select Committee on Gasoline Pricing*, included recommendations with respect to gasoline pricing.

In 1998, the New Brunswick Legislative Assembly appointed a Select Committee on Energy to consider the future of the electric utility industry in New Brunswick and to examine the implications of natural gas for the province. A discussion document, *Electricity in New Brunswick – Beyond 2000*, was tabled by Government and a task force established with the undertaking to prepare a report on electric utility options. The resulting document, *Electricity in New Brunswick and Options for its Future*, included input from interested stakeholders and became the focus for public hearings which culminated in the Report of the Select Committee on Energy's *Electricity Restructuring in New Brunswick*.

Industry comments were solicited and public hearings were also held to prepare recommendations with respect to natural gas development in the province. Recommendations presented in the ensuing report, *Natural Gas for New Brunswick*,

provided guidance for creation of the *Gas Distribution Act, 1999* and for development of a request for proposals in the process of awarding a provincial natural gas distribution franchise.

In 2000, the Province recommended development of a comprehensive energy policy, to be published in a White Paper. This White Paper was produced, in part, on the basis of input from the previous processes. Advice of the Select Committee and contributions from public hearings provided significant guidance in formulating the goals and objectives contained in the energy policy.

An interdepartmental Energy Policy Working Group, led by the Department of Natural Resources and Energy, prepared the White Paper, with the assistance of an energy market consultant. Similar work undertaken in other jurisdictions was extensively reviewed as part of the process.

The White Paper was approved by Cabinet in December, 2000. Consideration of restructuring options for the Crown utility will occur in a second stage process, and will be consistent with the framework provided by objectives stated in the White Paper

1.2 POLICY GOALS

Following are the five key goals that form the basis of the provincial energy policy.

1.2.1. ENSURE A SECURE, RELIABLE AND COST EFFECTIVE ENERGY SUPPLY FOR RESIDENTIAL, COMMERCIAL AND INDUSTRIAL CUSTOMERS.

While energy security does not carry the same degree of urgency that it did during the 1970's, reliability is even more critical. Supply diversity and flexibility reduce the dependence, and thus vulnerability, on price and supply that can result from over-reliance on any single energy source. The Province's energy supply interests can be enhanced by means of continued improvements in efficiency of energy use. There is also some potential for the development of indigenous resources in the Province. Reliability has become more of a factor, particularly for electricity, with the continued development of information technology-based business.

The addition of natural gas to the region's energy mix enhances competition among energy forms. Providing New Brunswick consumers with energy at the lowest possible cost can be accomplished by ensuring that the interests of all energy consumers and the energy industry as a whole are considered.

1.2.2. PROMOTE ECONOMIC EFFICIENCY IN ENERGY SYSTEMS AND SERVICES.

New Brunswick's geographic location provides a strategic advantage to compete with utilities, refiners, and energy distribution companies in surrounding jurisdictions. However, changes to the marketplace require examination of the taxation, governance and perhaps even ownership regimes to achieve the maximum economic efficiency that will allow New Brunswick companies and utilities to compete effectively in both the domestic and export markets.

1.2.3. PROMOTE ECONOMIC DEVELOPMENT OPPORTUNITIES.

New Brunswick has a relatively large, energy-intensive, resource-based manufacturing sector with a substantial proportion of industry and business operating expenses attributable to the cost of energy. The Province wishes to sustain these operations as well as attract new ventures that will enhance growth and employment opportunities.

Access to a variety of energy sources with stable, long-term competitive rates is critical to the success of existing and new businesses as they compete in the global market place.

1.2.4. PROTECT AND ENHANCE THE ENVIRONMENT.

New national and international agreements on climate change, air quality objectives and acid rain commit Canada to emissions reductions. In addition, the Province has made a commitment to long-term environmental sustainability. These will have an increasing effect on energy costs and consumption, driving the markets toward cleaner, more efficient consumptive and supply technologies. In the near term, promotion of technical innovation in the areas of energy efficiency and alternative energy forms will have an important part to play in their acceptance and recognition as critical in reducing air emissions while increasing the reliability and security of our energy supply and the competitiveness of our industries. Other environmental concerns such as nuclear waste storage, remediation of hydrocarbon contaminated water supplies and soils, decommissioning of existing energy facilities, long term effects of hydro developments, and coal mining must also be addressed.

1.2.5. ENSURE AN EFFECTIVE AND TRANSPARENT REGULATORY REGIME.

The current regime and economy has been developed over a relatively long time period, during which many social objectives were incorporated within regulations and policies. New Brunswickers have lived and made decisions to protect themselves and their livelihoods within the context of such a system. Unlike preceding models, competitive energy markets tend to be directed by light-handed, transparent, performance-based regulation.

Recognizing that major changes will take place in the market place and that New Brunswick cannot adopt an isolationist stance, the energy policy seeks an appropriate form of regulation for the restructured market, providing as much opportunity as possible for adjustment and migration to a new regime that protects the interests of all New Brunswickers. At the same time, this migration must be done in a timely fashion such that the benefits of the new competitive systems do not pass by, strand or render any of cur own energy infrastructure and industry obsolete or less competitive. Involving the appropriate regulatory agencies ensures transparency in the process.

2.0 NEW BRUNSWICK ENERGY PROFILE

2.1 ENERGY DEMAND

Approximately 756,600 people live in New Brunswick, primarily along the coasts and in the river valleys. There are seven cities and nearly 52% of the province's population lives in rural areas.

New Brunswick depends strongly on a traditional resource-based, energy-intensive economy of forest products, food processing and mining, along with commercial fishing and agriculture. More recently, the province has broadened its industrial base with strong emphasis on innovation, high technology and the knowledge-based service sector. Hence, energy costs and reliability are of fundamental importance in maintaining and improving the competitiveness of New Brunswick's energy-intensive industries and of newer industries with their high energy-quality requirements.

2.1.1. TOTAL PRIMARY ENERGY DEMAND

In 1998, the total primary energy demand in New Brunswick was approximately 332 petajoules (PJ). Of this amount, 19% was provided by indigenous energy sources, primarily biomass. Biomass consumption in the residential sector was in the order of 481,000 cords of wood (10 PJ), while the pulp and paper industry consumed 2.5 million tonnes (40 PJ) of wood residue and spent-pulping liquor. Refined petroleum products supplied 65% of New Brunswick's primary energy requirements (Figure 2.1.1). Energy consumption per household in New Brunswick amounted to 129 gigajoules (GJ). The energy intensity ratio for the industrial sector is 24.3 GJ per dollar of real domestic product (GJ/RDP).

Total Primary Energy Demand, by Fuel, 1998[1]

Fuel	Trillion BTU		Petajoules
Hydro	9.8	3%	10.3
Wood	47.9	15%	50.5
Nuclear	12.9	4%	13.0
Coal	40.0	13%	42.2
Petroleum	204.9	65%	216.1
Total	**315.5**	**100%**	**332.1**

Source: Statistics Canada Cat #57-003, 57-001
[1]most recent data available

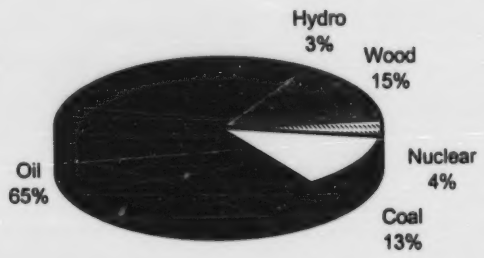


Figure 2.1.1: Percent Primary Energy Demand (1998), by Fuel

2.1.2. END USE ENERGY DEMAND

Primary energy demand includes producer's use, conversion losses and transmission losses, whereas end use energy consumption only includes energy consumption by the final consumer. For example, primary energy use for electricity generation includes conversion losses from burning coal, producer's electricity consumption at the station and line transmission losses from the plant to the household. End use energy consumption in New Brunswick in 1998 was 214 PJ, of which over half was used in the form of refined petroleum products (Figure 2.1.2(a)).

End Use Energy Demand, by Fuel, 1998[1,2]

Fuel	Trillion Btu		Petajoules
Electricity	48.7	24%	51.3
Petroleum	105.9	52%	111.6
Wood[3]	46.9	23%	49.5
Coal[4]	1.1	1%	1.2
Total	**202.6**	**100%**	**213.6**

Source: Statistics Canada Cat #57-003.

[1]most recent data available
[2]excludes producer's use
[3]wood includes residential fuel wood, industrial wood residues and spent pulping liquor
[4]coal includes coke

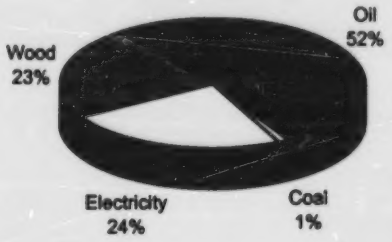


Figure 2.1.2 (a): Percent End Use Energy Demand (1998), by Fuel

The industrial sector accounted for over 40% of the end use energy consumption, followed by transportation at 32% (Figure 2.1.2(b)).

End Use Energy Demand, by Sector, 1998[1,2]

Sector	Trillion Btu		Petajoules
Residential	34.4	17%	36.3
Transportation	64.4	32%	67.9
Commercial	17.7	9%	18.6
Industrial	86.1	42%	90.8
Total	**202.6**	**100%**	**213.6**

Source: Statistics Canada Cat #57-003.

[1]most recent data available
[2]excludes producer's use

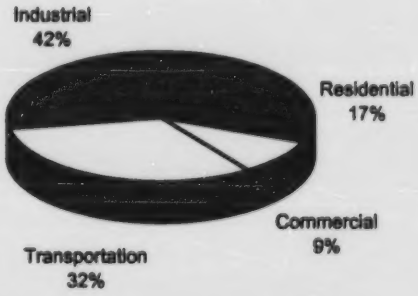


Figure 2.1.2(b): Percent End Use Energy Demand (1998), by Sector

2.2 ELECTRICITY IN NEW BRUNSWICK

New Brunswick Power Corporation (NB Power) is a Crown utility and the principle supplier of electricity in the province, supplying 94% of the total demand for electricity in 1999. Total installed electrical generation capacity in New Brunswick is currently 4,270 MW and is made up of the following:

1999 Installed Generation[1]	MW
Hydro	940
Wood/Wood Residue	195
Thermal Oil	1,559
Thermal Coal	570
Nuclear	680
Combustion Turbine	326
Total	**4,270**

Source: NB Power, Statistics Canada
[1]most recent data available

Of this total, 252 MW is non-NB Power capacity, largely made up of co-generation in the pulp and paper industry, along with some small hydro.

Peak demand for NB Power in the 1999/00 winter was 2,856 MW. Total 1999/00 in-province electrical energy use supplied by NB Power was 13,587 GWh, excluding station service, transmission and transformer losses. The total out-of-province sales for NB Power was 6,255 GWh and out-of-province purchases was 4,712 GWh.

In 1999/00,NB Power used the following fuel mix to meet total in-province energy requirements:

Fuel	%
Nuclear	26
Coal	24
Oil	12
Hydro	19
Purchases	8
Orimulsion™	11

Source: NB Power, Annual Report, 1999/00

New Brunswick's geographic location, bordering three provinces and the United States, has lead to the development of substantial interconnected facilities which allow for the import and export of electricity and the operation of larger than normal generating units. Surplus energy is sold outside the province on an opportunity basis.

In 1997, the Government announced that it was moving towards open access of its transmission system to allow for electricity transmission through the province to other markets, and access for independent electricity producers within the province to sell electricity to outside markets. This policy came into effect on January 1, 1998 with the filing of tariffs by the Crown utility with the Board of Commissioners of Public Utilities ("Board").

NB Power last implemented a rate increase on April 1, 2000, which averaged 3.0 percent for the residential sector and 1.2 percent overall. In an effort to control the costs of rate regulation, current legislation requires the Crown utility to submit rate increases to the Board for approval if the increase exceeds the greater of 3.0% or the consumer price index. This is commonly referred to as price cap regulation.

2.3 INDIGENOUS COAL

The total proven reserves of coal in New Brunswick are estimated to be 9 million tonnes. It is a highly volatile "A" bituminous coal found in the Minto and Chipman area. Other undeveloped areas of New Brunswick with coal resources are Beersville and Lake Stream. In 1998, NB Coal produced 272,000 tonnes of coal, all of which was sold to NB Power.

2.4 NATURAL GAS

Natural gas first became available to New Brunswick in December 1999 with completion of the transmission line built by Maritimes & Northeast Pipeline ("M&NP"), bringing Sable offshore natural gas to Nova Scotia, New Brunswick and the Northeast United States. A lateral to Saint John is scheduled for operation in December 2000. Enbridge Gas New Brunswick, Inc. ("EGNB") was selected as the provincial natural gas distributor and began construction of distribution mains in late summer 2000.

From the outset, natural gas was offered as an unbundled commodity in New Brunswick, whereby the transportation and marketing functions were separated. Transportation of natural gas through M&NP transmission line and laterals is federally regulated while EGNB's distribution system is provincially regulated, as are natural gas marketers.

Natural gas contract demand is in the order of 2.7 million m^3/d (107,000 MMBtu/d), for the five industrial users (one power generation unit, an oil refinery and three forest industry facilities) taking natural gas directly off of the M&NP lateral transmission system.

2.5 REFINED PETROLEUM PRODUCTS

New Brunswick's only petroleum refinery is operated by Irving Oil Ltd. and is located in Saint John. The total capacity of the Irving Oil refinery is 40,000 cubic meters (250,000 barrels) per day. Irving Oil has recently undertaken a $1 billion upgrade of the refinery. Although total output will not increase significantly, the refinery will provide improved quality products such as their "clean gasoline" and low sulphur diesel fuel to meet new environmental restrictions on refined petroleum products.

In 1998, approximately 110 million barrels of crude oil were imported into Atlantic Canada. Of this, 33% came from Norway, 25% from Saudi Arabia, 13% from Venezuela and the remaining 29% from Colombia, Iraq, Mexico, Nigeria, Russia and the U.K.

In addition, 64 million barrels of refined petroleum products were imported into the region and 26 million barrels were exported to other countries. Over 40% of the imports were gasoline while over half the exports were in the form of heavy fuel oil.

2.6 NEW BRUNSWICK ENERGY NEEDS

2.6.1. HISTORICAL ENERGY NEEDS

New Brunswick energy demand projections together with historical data dating back to 1973 are illustrated in Figure 2.6.2. There is clear evidence of the economic impacts of higher oil prices in 1973, 1979, and 1991 (Gulf War). Resulting energy efficiency and conservation programs also contributed to reduced energy demand in the subsequent years.

In 1990 tension in the Middle East culminated with the Gulf War. As a result, crude oil prices skyrocketed to $45 U.S. per barrel in December 1990. As in the previous decade, energy demand decreased as a result of the reduction in economic activity caused by high oil prices.

In 1998, crude oil prices fell to their lowest level since the 1970s as the collapse of the Asian economies resulted in an international oil supply glut. At one point, West Texas Intermediate crude oil, a bench mark crude, traded at $10/bbl U.S. In May 1999 the Organization of Petroleum Exporting Countries ("OPEC") reduced production in an effort to raise prices. Since then, the Asian economies have been restored and crude oil is trading at around $30 U.S./bbl. The Natural Resources Canada ("NRCan") forecast is based on crude oil prices in the range of $21 U.S./bbl.

Although there is concern that recent high crude prices will slow the economy, most economists point out that New Brunswick is less dependent on oil intensive industries than in previous decades. This economic shift has been attributed to significant growth in hi-tech industries and the services sector as well as energy efficiency measures implemented in the 1980s.

In the previous two decades, governments at both the federal and provincial level initiated off-oil policies in an effort to reduce the impact of high oil prices on the economy. In New Brunswick, there was a considerable move to a more intense electricity consuming society as incentives were offered to convert spacing heating systems from oil to electricity. Electricity demand almost tripled between 1974 and 1990 from about 5.5 billion kWh in 1974 to over 13 billion kWh in 1990. The average annual growth rate during this period was 5.5%. During the 1990s the average annual growth rate slowed to 1.9%, with electricity consumption increasing by 2 billion kWh, for a total of 15 billion kWh.

Total energy consumption in the 1970s and 1980s increased by 28%, at an average annual rate of 1.6%. However, total energy consumption between 1990 and 1998 increased by only 7%, less than 1% annually.

2.6.2. PROJECTED ENERGY NEEDS TO 2010

Natural Resources Canada projects total energy demand in New Brunswick to increase 14% by 2010. Total growth in electricity demand is forecast to be 15%. Demand for light heating oil and other refined petroleum products, excluding transportation fuels has been decreasing for the past 30 years and this trend is expected to continue. Natural gas is expected to meet 3% of the total energy demand by 2005 and will continue to grow, supplying 7% of total demand by 2020. Demand for wood, wood residue and other alternative fuels is expected to be maintained at present levels to 2010.

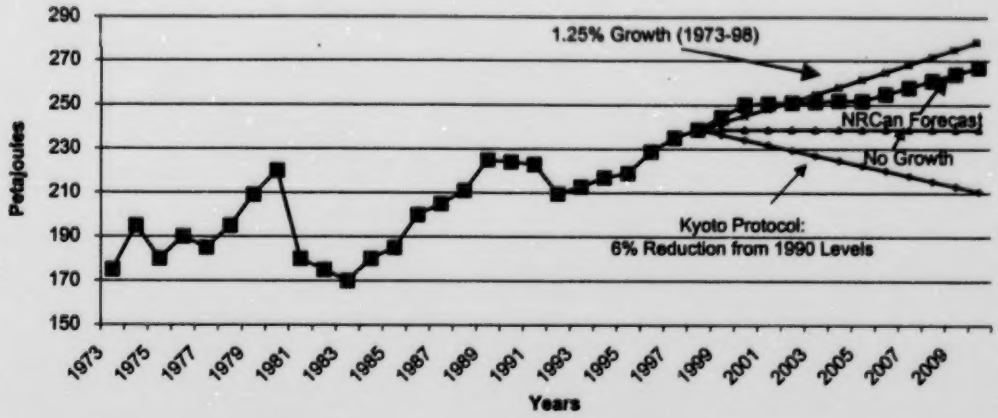
In the residential sector, demand for all forms of energy has increased by 13% during the past three decades. Natural Resources Canada forecasts total energy consumption in the residential sector to grow 4% by 2010. In the commercial-institutional sector, demand for all forms of energy has remained stable. The Natural Resources Canada forecast expects energy demand in this sector to remain relatively unchanged over the next 10 years. In the industrial sector, demand for all forms of energy increased by slightly less than 1% annually during the previous 30 years. Total industrial energy consumption is predicted to increase 11% by 2010.

The demand for transportation fuels increased dramatically during the past three decades. Most of this growth was in the consumption of diesel. Natural Resources Canada expects the demand for transportation fuels to grow 14% by 2010.

Figure 2.6.2 illustrates energy consumption in New Brunswick to 2010, for various scenarios. If the average annual rate of growth in total energy demand during the past 30 years were to be extrapolated to 2010, energy demand in New Brunswick would reach almost 280 petajoules. This is 4% higher than the Natural Resources Canada forecast.

Another scenario includes the impact of any decision to meet the Kyoto Protocol on energy demand in New Brunswick. The Kyoto Protocol requires a 6% reduction of greenhouse gas emissions from 1990 levels, by 2010. Carbon dioxide emissions resulting from energy consumption is the largest contributor to greenhouse gases. It remains to be determined how the individual provinces will achieve this target.

If New Brunswick attempted to achieve the goal of the Kyoto protocol through energy reduction initiatives, total energy demand would have to decline by 12% between 1998 and 2010. If combined with Natural Resources Canada expected growth of 14%, the required reduction in energy demand would total 26%.



Assumptions:

- Average annual growth rate in total energy demand 1973-1998: 1.25%.
- Natural Resources Canada ("NRCan") projected average annual growth rate in total energy demand 1997-2020: 0.9%.
- No growth in total energy demand assumes that energy efficiency policies and economic policies result in no increase in energy demand.
- The Kyoto Protocol signed by the federal government requires a 6% reduction in greenhouse gas emissions from 1990 levels by 2010. Since emissions from burning fossil fuels accounts for 90% of total greenhouse gas emissions this limit could result in a potential reduction of 0.8% annually in the total energy demand, if met exclusively by reduced energy consumption from present sources.

Figure 2.6.2: Historic and Projected New Brunswick Energy Demand

3.0 CHALLENGES AND OPPORTUNITIES

Jurisdictions worldwide can expect to encounter a multitude of energy-related challenges and opportunities over the next 10 years. The following sections present the path which New Brunswick will take to meet these challenges and opportunities in the areas of electricity, natural gas, refined petroleum products, energy efficiency, alternative energy and environmental concerns. The provincial government acknowledges that legislative authority may be required in order to enact the policy described in this document.

3.1 ELECTRICITY

The inter-connected nature of the electric industry in North America is such that restructuring in one region of the continent will profoundly influence the industry in surrounding regions. New Brunswick has examined, and will continue to observe, experiences in other markets to determine the most advantageous route for the province to take. This section describes New Brunswick market restructuring at the wholesale and retail levels, as well as examines the role of non-utility generation in the competitive market. A second stage process will consider the future of the Crown utility, within the framework provided by the energy policy.

3.1.1. BACKGROUND

3.1.1.1. Review of Previous Electricity Reports

In the past two and a half years there have been a series of reports that have evaluated the electricity issues that confront New Brunswick. The first was a discussion paper entitled *Electricity in New Brunswick Beyond 2000* (February 1998). The second was the report of the Hay-Savoie Task Force, issued in July 1998, entitled *Electricity in New Brunswick and Options for its Future*. Most recently, the Select Committee on Energy ("Select Committee") issued a report in May 1999 entitled *Electricity Restructuring in New Brunswick* ("Select Committee Report").

The Select Committee recommended that the Province adopt a policy of a managed transition. It was recommended that this policy consist of: (1) a gradual introduction of wholesale competition and re-evaluation of the benefits of retail competition after five years; (2) incentives for improving the efficiency in the delivery of regulated transmission and distribution functions; (3) improved regulatory oversight; and (4) assurance that all citizens have access to safe, reliable, affordable, and uniformly priced electricity supplies. The Select Committee also recommended the formation of a Stakeholder Group to develop policies and make policy recommendations. The strategy outlined in this White Paper is consistent with a policy of managed transition and establishment of a Stakeholder Group, with the addition of some refinements.

3.1.1.2. Electricity Restructuring in Other Markets

The electric utility industry is being restructured in many places throughout the world. The most significant changes are occurring in the wholesale and retail electric markets.[1] In Canada, Ontario and Alberta are restructuring their electric power markets and will implement final reforms in 2001. Quebec has pursued a different path. Hydro Quebec's low cost resource power is protected for domestic use, by legislation. Rates for Quebec retail customers are fixed at a level that is below Northeast market prices. The role of Hydro Quebec's regulator, the Régie de l'énergie, was reduced as a result of the legislation, whereas in Ontario the role of the regulator was considerably strengthened.

In the Northeast United States, wholesale markets operate with a combination of bilateral contracts and bid-based pools where participating generators are paid the market-clearing price. Most states in this area have implemented full retail competition. Throughout the United States, more than 25 states have implemented or begun to implement electric industry reforms, and the U.S. Congress is considering legislation that would establish a national program for wholesale and retail competition. Globally, a number of other countries have implemented market reforms including the European Union countries, Australia, New Zealand, much of South America, and a number of countries in Asia. The Select Committee Report reviewed the status of electricity market restructuring efforts in many of these jurisdictions to provide a framework for possible electric restructuring in New Brunswick.

The experiences in restructured and restructuring markets have varied. Most notable is the experience during summer 2000 in California, where prolonged periods of hot weather led to record electric demands and threatened the reliability of supply. Reflecting the lack of available uncommitted supply, market prices increased dramatically, with total electricity bills to many San Diego Gas & Electric ("SDG&E") customers in July 2000 being more than double the July 1999 levels. California's experience can be explained by a number of factors, two of the most significant being: (1) the market was restructuring during a period when there was growing demand and little surplus capacity; and (2) the hourly bid spot market was used to set electricity commodity prices for customers that did not select a competitive retailer. For the period during which stranded costs were being collected, increases in customer commodity prices from the spot market were offset by decreases in the stranded cost charges so that the customers' total charge for both items was unchanged. However, once SDG&E's stranded costs were paid off, the customers' commodity prices varied with the spot market leading to a more than doubling of customer electricity bills when prices on the California power exchange skyrocketed.

Alberta is another market that recently experienced a dramatic increase in wholesale electricity prices. The more than doubling in Alberta's wholesale prices in the last year can be attributed to a series of factors: (1) a shortage of generating capacity; (2) a doubling of natural gas prices in a market where natural gas was the marginal fuel for

---

[1] The wholesale market involves the production of electricity by competitive generators and its sale to and by marketers, traders and/or aggregators for resale to customers served by the distribution system whereas, the retail market focuses only on the sale of electricity directly to end-use customers. Within the context of New Brunswick, customers in the wholesale market include the three municipal electric utilities and, potentially, the Crown utility's distribution and marketing operations.

electric generation; and (3) the indirect effects of higher electricity prices in interconnected markets, i.e., the Pacific Northwest and ultimately California, flowing through to Alberta.

Other markets have had more favourable restructuring experiences. One of the most successful has been Argentina, where electric utilities were disaggregated and privatized in 1992. Argentina has experienced a 40% reduction in wholesale market prices since market opening. These price reductions are due, in part, to the introduction of greater efficiencies.

The England and Wales pool was one of the first wholesale markets to be reformed. When initially established, the market had two dominant generators that had a market share of more than 75%. While the market shares of these two generators have declined dramatically, the market continues to be plagued by the exercise of market power by the incumbents. Nonetheless, residential customers have experienced a 30% real decline in electricity prices in the 10 years since the market opened. This reduction in electricity prices reflects greater efficiencies in the distribution and transmission of electricity and the displacement of higher cost coal units with new, more efficient natural gas-fired combined cycle projects.

Restructuring was successfully achieved in the State of Victoria market in Australia. After climbing 15% the year after market opening in 1995, wholesale prices have since fallen below 1994 levels. For the four-year period from 1996 through 1999, prices were 30 to 50% below 1994 prices and have only recently increased to a level where they are just below 1994 levels. The reduction in Victoria power prices reflects reduced fixed operating costs from greater generating plant operating efficiencies, a surplus of capacity in the market and enhancements to the competitiveness of the market through increased integration with nearby power markets.

The experience to date with retail competition in most markets has been mixed due mainly to weakness in the market design and abuse of market power. In general, the customer switching rates and savings offered have been low and the costs to acquire customers and implement the systems necessary to support retail competition are high. One exception appears to be markets for large customers that have experienced higher switching rates and as such have been able to realize benefits from retail competition. These large customers do not require the same level of investment relative to their load size to support retail competition as do smaller customers.

3.1.2. NEW BRUNSWICK APPROACH

The Select Committee recommended that the province pursue a "deliberate and controlled" restructuring policy that would allow for the gradual transition of the electric industry from its current monopoly structure. Such a "managed transition" approach of wholesale competition and large retail access is appropriate for three reasons. First, it is the most prudent course of action given the experiences in some power markets, such as California, where restructuring has had the unintended consequences of dramatically increased prices and price volatility. Second, other markets have experienced delays in the implementation of wholesale and retail competition, which suggest that a more realistic schedule for the implementation of reforms is prudent. Third, a significant amount of time is needed to achieve the conditions required to realize a fully competitive market.

For these reasons, **the Province accepts the Select Committee recommendation and will proceed with a deliberate and controlled approach by introducing wholesale competition and allowing non-utility generation and retail competition for large industrial customers, while waiting until conditions prove more favourable before permitting full retail competition.** This will allow New Brunswick to participate in a competitive market, gather experience, learn from other jurisdictions and set the stage for full retail competition, while allowing time for the market to evolve. In addition, **the Province will establish a market design committee to address development of the electricity market including its design, structure and rules, and make recommendations to the Province by April, 2002.** Also included will be recommendations on all codes and operating protocols. In keeping with recommendations by the Select Committee, the market design committee will be composed of a broad stakeholder group.

Policy issues associated with wholesale competition, non-utility generation and retail competition are discussed in the following sections.

3.1.3. WHOLESALE COMPETITION

3.1.3.1. Moving Toward Wholesale Competition

The electric industry restructuring taking place in New Brunswick's major export markets to the Northeast United States has a significant impact on New Brunswick's market and its policy decisions.[2] Restructuring in the Northeast United States is primarily aimed at reducing electricity costs. Electricity rates in the Northeast were, on average, 50% higher than the national average when these restructuring efforts were initiated. By comparison, New Brunswick's electricity prices are among the lowest in the region. Restructuring in New Brunswick's export markets is, therefore, motivated by different drivers, and has two major implications.

First, the Northeast United States is a major export market for the Crown utility, representing 18% of its revenues from power sales. Exports to New England are the largest single source of the Crown utility's out-of-province margins. New Brunswick's transmission network and electricity generation facilities were built to capitalize on opportunities in its interconnected markets. Transmission links to other markets reduce New Brunswick's electricity rates as surplus electricity from New Brunswick generating stations is profitably sold into export markets. Without these out-of-province sales New Brunswick's electricity prices would be approximately 10% higher.

However, New Brunswick's access to the Northeast markets has been limited since the Crown utility does not provide wholesale access and its transmission tariff is not subject to regulatory review. As a result, transmission service in New Brunswick does not satisfy the U.S. Federal Energy Regulatory Commission's ("FERC") reciprocity requirements

---

[2] Statistics Canada figures indicate that New Brunswick's exports to this region account for 56% of its total exports. Exports are critical to the New Brunswick economy, with 66% of New Brunswick's GDP dependent on foreign and inter-provincial exports. Furthermore, electricity is a significant cost for many of New Brunswick's export-based industries. For example, for the pulp and paper industry, which is New Brunswick's fourth largest source of exports to the United States, fuel and electricity represent 13% of total costs (Annual Census of Manufacturers, Principal Statistics of New Brunswick's Manufacturing Industries).

(FERC Order No. 888).[3] Therefore, New Brunswick is restricted from making sales directly to customers in the U.S. and is currently making sales only at the U.S. border. With its access limited, the Crown utility has to rely on other parties to make sales on its behalf in the U.S. This reduces the profitability of these sales and limits the opportunities available to the Crown utility. The Crown utility may face further restrictions from new reforms being initiated by the FERC, who is trying to promote the development of broader geographic markets through Regional Transmission Organizations ("RTOs").[4]

Second, New Brunswick industries today enjoy a competitive advantage with respect to the Northeast markets. This is attributable to New Brunswick cost-based Crown utility rates being below Northeast market price, and rates in the Northeast being above the market price while stranded costs in that area are being paid down. However, the competitors to New Brunswick's industries located in its major export markets in the Northeast U.S. are likely to benefit in the long run from reductions in the cost of electricity.[5] If actions are not taken to ensure that New Brunswick's industries continue to benefit from power market reforms, competitiveness of New Brunswick industries could be adversely affected in the long run.[6] Reforms to New Brunswick's wholesale power market are needed to ensure that the province is able to maintain the benefit of export sales and resulting lower electricity prices that it now enjoys, for as long as possible.

Creating a competitive wholesale market in New Brunswick will ensure that major capital investments are subjected to a market test and will allow the market to drive decisions regarding the need for additional electric generating facilities and strategies for reducing generation costs. This suggests that investors, not customers, would be penalized for bad investment decisions. Under a regulated market model, such as the one that exists now in New Brunswick, customers share in the costs of any bad decisions. Therefore, poor investment decisions are the primary risk to maintaining New Brunswick's electricity price advantage. However, restructuring New Brunswick's wholesale market could link New Brunswick's prices with those in the greater Northeast power market and could result in increases in electricity prices in the short run as New Brunswick prices migrate to the average of its interconnected markets. The framework being proposed,

---

[3] FERC is the U.S. federal regulatory agency responsible for overseeing the wholesale power trade including transmission pricing in the U.S.

[4] RTOs are independent organisations that have operational responsibility and authority for regional transmission facilities. While RTOs are voluntary organizations and considerable discretion is left to applicants in structuring the RTO, FERC has established four minimum criteria and eight minimum functions to ensure that RTOs are able to carry out their desired role. New Brunswick is participating in discussions to promote the creation of an Eastern Canadian RTO. One of the primary objectives of these discussions is to expand the scope of these markets and by so doing, enhance their competitiveness.

[5] New highly efficient electric generating facilities equivalent to approximately 20% of the region's existing generation (and representing a total investment of over $2.5 billion) have recently begun commercial operation or are under construction. These new generating facilities are expected to result in lower electricity prices as evidenced by the lower forward prices being quoted by traders.

[6] A reduction in New Brunswick's competitiveness from failing to institute reforms does not imply that electricity rates in New Brunswick would become higher than those in New England, just that the magnitude of the differences in electricity prices between the regions would be reduced. Therefore, there would be a reduced competitive benefit from lower electricity prices that could be used to offset any other competitive disadvantages, e.g., higher transportation costs.

which allows participation in the wholesale market, will help to ensure that New Brunswick's low electricity prices are maintained for the benefit of existing customers. In order to enable New Brunswick to fully participate in export markets by ensuring full compliance with wholesale market requirements, **the Province will target implementation of wholesale competition by April, 2003**. In order to eliminate the potential for shifting of costs from the wholesale competitor to customers remaining with the Crown utility, **the Province will require wholesale participants that reduce their firm load on the Crown utility's system to levels that are below their calendar year 1999 load, to be assessed an exit fee or other equivalent charge, approved by the Board.**

3.1.3.2. Establishing a Workably Competitive Market

A significant challenge to achieving a workably competitive wholesale power market is the limited size of the New Brunswick market. Various studies have suggested that the minimum efficient scale of the electric generation sector ranges from 3,400 to 8,000MW. While these economies of scale are required within a generation company and do not demand that generation assets be located entirely in one location, the size of the New Brunswick market, with a peak load of approximately 3,000 MW, presents a challenge to achieve a minimum efficient scale. Economic theory and recent experience suggest that, at a minimum, approximately five equally sized firms are required to achieve a workably competitive market.[7] Moreover, the maximum market share of any one supplier generally should not be more than 35%.[8] Strictly speaking, to achieve a workably competitive market within New Brunswick either the Crown utility's generation portfolio must be broken up or the province's transmission interconnections with adjacent markets must be significantly increased to allow for greater access to New Brunswick.[9] Breaking up the Crown utility's generation portfolio risks sacrificing its economies of scale, which could result in higher costs for New Brunswick consumers, or reduced value of the Crown utility. Consequently, developing a workably competitive

---

[7] When assessing the potential competitiveness of the New Brunswick wholesale power market relative to this five-firm standard, one must recognize that the market to be evaluated is framed in terms of the customers with choice. Furthermore, competitors in the market include those that can supply customers through the tie lines with other jurisdictions.

[8] This is the standard that is often used by the Competition Bureau to evaluate whether a proposed merger should be challenged as potentially being uncompetitive.

[9] Navigant Consulting, Inc. prepared a report that evaluated the conditions for achieving a competitive wholesale power market in New Brunswick. The report indicated that all of the five following conditions would need to be met if a competitive market is to be achieved within New Brunswick: (1) An RTO is established that encompasses New Brunswick, New York, New England, and Quebec and this RTO reduces the pancaking of transmission tariffs and minimizes wheeling through tariffs. (Transmission rate pancaking is the layering of additional transmission tariffs for each transmission system that is crossed from generation to end-use customer); (2) Electricity generation and transmission are separated, either corporately or through an RTO structure, and operated independently; (3) A second 345 kV transmission tie line with New England is developed to increase New Brunswick's integration into the greater Northeast power market; (4) The Crown utility's non-utility generation contracts and entitlements to the Courtenay Bay project are conveyed to a distribution company or the contracts are restructured so that these resources participate as competitive suppliers in the greater Northeast power market; (5) If all New Brunswick fossil and hydro generation units are owned by one party, then the hydro resources must not be price setting and there must be restrictions that prevent the owner of these hydro units from using them to physically withhold energy. In addition, the market would be more workably competitive, with less volatility, if the competition were limited to bilateral contracts and the Crown utility required to serve its distribution customer load through an entitlement contract.

wholesale market within New Brunswick will be a challenge and there will likely be a need for the Government to remain vigilant regarding the competitiveness of the New Brunswick wholesale market.

The Province will direct the market design committee to make recommendations regarding requirements for market surveillance and issues related to establishing a workably competitive electricity market.

3.1.3.2.1. Interconnections

One of the most significant conditions of achieving a competitive market is the enhancement of New Brunswick's interconnections with adjacent markets. New Brunswick participation in the Northeast market is significantly limited by physical constraints on the existing transmission system. A critical aspect in establishing a competitive market is the construction of additional transmission to interconnect with New England. Evidence suggests that without more tie lines New Brunswick's ability to open its wholesale and retail markets is limited[10] and competitive access could be offered only to the three municipal utilities of Saint John, Perth-Andover, and Edmundston.[11] These three municipal utilities represent a load of approximately 250 MW which could be served through existing interconnections by a number of different parties, assuming various reforms are implemented that would ensure the wholesale market for these customers is workably competitive. Making competition available to more customers is likely to be problematic until additional intertie capacity is built. To increase the opportunities for enhanced market scope and develop a more vibrantly competitive market, **the Province will direct the Crown utility to seek options for resolving physical limitations to participation in neighbouring markets through increased transmission capacity**.

An important aspect of enhancing these interconnections is New Brunswick's possible involvement in an RTO. If such an RTO were not established, the New Brunswick power market would need to be integrated more closely with the Northeast power market. Therefore, **the Province will direct the Crown utility to continue to pursue discussions with neighbouring jurisdictions regarding the formation of a regional transmission organization or other mechanisms that enhance the overall level of access among these systems**.

3.1.3.3. Functional Unbundling of the Crown Utility

An element of the managed transition advocated by the Select Committee was that the Crown utility "undergo a structural separation into three distinct Crown Corporations: NB Generation, NB Transmission, and NB Distribution." This was to ensure that accounting safeguards are in place so that competitive businesses such as generation and energy services are financially separated from regulated businesses to prevent cross-subsidization. Government will consider the details of such a separation in the

---

[10] Additional interconnection capacity is important for competitiveness reasons because it increases the amount of competing generation that can access the New Brunswick market and enhances the value of the Crown utility's generation by increasing its ability to make export sales in the New England market.

[11] The wholesale customers will have access to other suppliers whenever the Crown utility fully opens up its transmission system.

subsequent stage of the process, as the future of the Crown utility is resolved and the energy policy implemented.

Until such time, FERC requires, at a minimum, functional separation of transmission and generation functions and a code of conduct for an open access transmission tariff as specified in FERC Order No. 889. It is believed that the Crown utility satisfies FERC Order No. 889 requirements for functional unbundling, which is currently the minimum requirement in the U.S. for workable bilateral competition. Given the importance of electricity export sales to New Brunswick, it appears that any structural solutions for the Crown utility should allow it to be included as a full participant in the U.S. market. Functional unbundling accomplishes this objective without restricting future options for restructuring of the Crown utility. The economic advantage of retaining any economies of scale afforded to the relatively small Crown utility make functional unbundling a preferred option over structural separation. As such it is not necessary to form three distinct Crown Corporations.

In its Order No. 2000 on RTOs, FERC has required passive ownership whereby the RTO board is fully independent of any market participants that have a vested interest in a particular market outcome. Given the potential for FERC Order No. 2000 requirements to evolve and the uncertainties regarding how they will be applied to Canadian entities, **the Province will continue to carefully monitor emerging market compliancy issues, particularly as they relate to Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") requirements.**

3.1.3.4. Levelling the Playing Field

An issue that could represent a barrier to entry in the wholesale power market is whether the Crown utility is perceived to have an inherent competitive advantage relative to new entrants. The Crown utility has a significant competitive advantage relative to "for-profit" entities because it is exempt from federal and provincial corporate income and capital taxes, excused from some property and all water use taxes, and has its debt guaranteed by the Province.[12] However, the Crown utility does make a guarantee fee payment to the Province which is intended to cover the cost of the debt guarantee. Therefore, if the Crown utility is free to develop new generation projects in New Brunswick, it may be able to do so at a lower cost than its competitors. This is likely to make competitors reluctant to invest in New Brunswick unless changes are made to put the Crown utility on a level playing field with other market participants. One issue is the risk of tax leakage to the federal government if the Crown utility goes to a full commercial orientation and as a result is subject to full commercial taxation. **The Province will examine the issue of establishing a level playing field between the Crown utility and other market participants over the next two years and will ensure that this does not impede the development of a competitive wholesale market.**

3.1.3.5. Reliability of Supply

Traditionally, the reliability standards employed in the planning and operation of electric power systems have been specified through the North American Electric Reliability

---

[12] This competitive advantage has been estimated to represent a 10% to 20% cost advantage.

Council ("NERC") and its regional councils. Today, operators of power systems are obliged to meet NERC standards but there is debate concerning the need for rules to govern generation supply adequacy. The more conservative approach is to develop a capacity requirement that ensures suppliers provide sufficient capacity to guarantee that a reliability target is satisfied. Alternatively, market participants can be allowed to make individual decisions regarding the appropriate levels of contract coverage and hence volatility, and have suppliers respond by building capacity to support these contractual commitments. In theory, market participants should be better able to make these decisions for themselves rather than have the market rules stipulate a capacity requirement. However, there is considerable evidence indicating that capacity shortfalls can be extremely costly in terms of higher power prices due to prolonged periods of shortage pricing. Therefore, it is more appropriate to establish a capacity requirement if there are concerns that other elements of the market structure might not provide suppliers with sufficient incentives to build new capacity. **The Province will direct the market design committee to consider reliability of supply for New Brunswick in its market design recommendations**.

3.1.3.6. Distribution Electric Utilities

Currently, power is provided to customers through the distribution business unit of the Crown utility and through the three existing municipal utilities (Saint John, Edmundston and Perth-Andover). In keeping with New Brunswick's approach to restructuring, **the Province will introduce wholesale competition by permitting the distribution electric utilities to procure power in the competitive market by a target date of April, 2003**. This will serve to satisfy FERC requirements for wholesale competition while following a prudent approach toward gaining experience in a competitive market.

As a result of allowing the wholesale power price paid by the municipal electric utilities to be determined by the competitive market, there will be no means to assess whether the rates charged to customers are reasonable. In addition, with power purchased in the competitive market, these distribution utilities will be subject to market risks. To address these issues, **the Province will require distribution electric utilities to file their rates and all long-term contracts with the Board.** The Board may initiate an investigation of these rates or long-term contracts based on a complaint from a customer or of its own accord. It should be recognized that reviewing long-term contracts alone will not protect the distribution electric utilities from all market risks. This would require a formal supply plan review, which is likely to be overly intrusive.

The three municipal electric utilities in New Brunswick serve a relatively dense, urban market with a higher proportion of General Service (commercial and small industrial) customers which have rates that are higher than their cost-of-service. Conversely, the Crown utility serves a diverse market comprised of both urban areas and low-density rural areas. The creation of additional urban distribution electric utilities is likely to result in higher costs for the remaining Crown utility customers since the cost of serving urban customers is generally less than the cost of serving rural customers. There are several reasons for this. First, customer concentration usually results in lower distribution costs to serve urban customers than those for rural customers, and the differentiation in the Crown utility's urban and rural rates does not fully reflect the higher costs of serving rural customers. Second, urban areas have a higher proportion of commercial and small industrial customers. The Select Committee Report noted that some committee members believed that there was an inequity in the existing franchise rights of the three

municipal electric utilities "arising from the fact that these three municipalities may not provide direct support towards ensuring the affordability of electricity to rural New Brunswick."

Given the different cost structures, other municipalities in New Brunswick could consider establishing their own distribution utilities in an effort to participate in a competitive wholesale market. However, establishing additional distribution electric utilities is likely to create added costs, as the economies of scale offered by the Crown utility are lost. The creation of additional distribution electric utilities would promote higher overall costs to the province and a shifting of costs from the customers of new distribution electric utilities to the Crown utility's remaining customers. Therefore, as is consistent with Select Committee recommendations, **the Province will allow no new distribution electric utilities in New Brunswick at this time and will limit existing distribution utilities to their current service territory**.

3.1.4. NON-UTILITY GENERATION DEVELOPMENT

Private, non-utility generation projects, particularly combined cycle and cogeneration projects, are likely to represent the lowest cost generating capacity additions in New Brunswick given their high energy conversion efficiency, relatively low capital costs, and the availability of natural gas. However, the *Electric Power Act* requires Order in Council approval of generation facilities over 500 hp (0.4 MW). In the long run, constraints on the development of these projects will impede the development of a competitive wholesale power market in New Brunswick. To promote the development of a more competitive wholesale market in New Brunswick, **the Province will table amendments to the *Electric Power Act* which will include removal of current restrictions on the construction of generation facilities**.

3.1.4.1. Merchant Generation Facilities

Historically, non-utility generation projects have either contracted their output to the incumbent utility or supplied it as self-generation "inside the fence" to industry. More recently, where competitive markets exist, generation projects are being constructed to supply energy directly into the market place. Such projects are required to meet interconnection standards to assure reliable operation of the power system and deliver energy through the transmission system under an open access tariff. The development of a more competitive wholesale market in New Brunswick could be enhanced through construction of merchant generation projects.

The Province will empower the Board to approve merchant plant transmission system interconnection requirements and transmission system use under a regulated, open access tariff.

3.1.4.2. Self-Generation

Self-generation projects can offer efficiency and environmental benefits. In the near-term, development of self-generation projects could create stranded costs in New Brunswick due to displaced sales from the Crown utility combined with transmission limitations to New England. These lost sales cannot be made up by increased sales in New Brunswick's export markets given transmission constraints that limit access to New England markets during some periods. Therefore, until New Brunswick needs additional

generating capacity or the tie line capacity with New England is expanded, an exit fee or comparable fee must be charged when customer load is lost by the Crown utility so that remaining customers are kept cost neutral. For this purpose, **the Province will require self-generators that reduce their firm load on the Crown utility's system to levels that are below their calendar year 1999 load to be assessed an exit fee or other equivalent charge, approved by the Board.** This is in keeping with Select Committee recommendations on self-generation and is intended to eliminate the potential for the shifting of costs from the self-generator to remaining customers. In addition, **the Province will empower the Board to approve charges for ancillary services, transmission charges and, until there is workable competition, standard offer backup service.** The key factor in establishing these charges is the Government's desire to avoid cost shifting from self-generators to remaining Crown utility customers.

With respect to ancillary services, transmission charges and backup service, the intent of Government is to treat all self-generators equally, without causing rate shock for existing facilities. For this reason, it may be necessary to gradually increase rates for existing self-generators until their rates for ancillary services, transmission charges and, if applicable, standard offer backup service, match those of new self-generation projects. All self-generators will be treated equally and, in consideration for existing facilities, **the Province will direct the market design committee to examine means by which rate shock to existing self-generators can be avoided.**

3.1.5. FULL RETAIL COMPETITION

Another element of introducing competition in the electric utility industry is in the retail sales of electricity directly to end-use customers. Retail choice allows customers to select from a range of bundled services and products, allowing them to choose the offering that best satisfies their requirements, thereby encouraging product and service innovation. Retail choice would also allow customers to purchase electricity generated from renewable resources, thereby promoting environmentally-friendly generation, and has the potential to provide customer savings, market innovation, synergies with the wholesale market and cost-reflective pricing for customers.

By definition, a competitive market requires a diversity of suppliers and buyers. In most electricity markets, the local distributor represents the sole purchaser of power. Retail market competition increases the number of wholesale buyers and helps support development of a more competitive market. Retailers also represent an important opportunity for longer-term bilateral contracts that assist developers of generation facilities in financing their projects, hence reducing a potential barrier to entry.

With the exception of customers on interruptible/curtailable, time-of-use or "real-time" rates, most electricity customers are not exposed to the true volatility of wholesale electricity prices. Thus, in a market without retail competition few, if any, customers are provided with fully cost-reflective price signals and as a result, few customers modify their consumption patterns to minimize overall market costs. As a precursor to full retail competition, **the Province will direct the distribution utilities to make customers more aware of actual prices and conditions in the market place.**

3.1.5.1. Strategic Approach to Full Retail Competition

Experience to date with retail competition in most markets has been mixed. In general, the customer switching rates and savings offered to these customers have been low. In addition, the costs to acquire customers and implement the systems necessary to support retail competition are high. Furthermore, given the prospective size of New Brunswick's retail market, it is likely that for most customer classes, the benefits offered would be less than the costs. Therefore, the Government is advocating a strategic approach to full retail competition, which is based on implementing retail competition to most customer segments only after consumer benefits have been demonstrated in other comparable markets and are believed to be viable in New Brunswick.

The key policy issues flowing from the prospect of implementing retail competition within New Brunswick are:

- Should retail competition be introduced in stages and, if so, what are the appropriate stages and what is the appropriate timing?
- What service should be offered to customers that chose not to assume a competitive retailer?
- What level of reciprocity should the government require for retail market participants from outside New Brunswick?
- What should be done regarding cross-subsidies in the current rate structures?

The policy responses to these questions are outlined in the following sections.

3.1.5.2. Timing and Staging

3.1.5.2.1. Large Industrial Retail Customers

Some jurisdictions have introduced retail competition to all customer classes simultaneously, whereas others have introduced retail competition for the largest customers first, followed at various intervals by successive tranches of smaller customers.

Where retail competition has been available, the migration rate or proportion of customers switching from the incumbent supplier to a competitive retailer has been highest among large industrial customers and lowest among small customers. There are a number of reasons why switching decreases with customer size. Generally, large customers have the knowledge and capability to independently procure other energy-related products and services since these customers do not usually need or want products and services bundled with the commodity. In addition, the settlement systems and market rules for these large industrial customers are similar to those for wholesale market participants, which minimizes the incremental costs of introducing retail competition for large industrial customers. Also, there is less competitive activity for smaller customers and the savings realized by smaller customers are lower in both absolute and percentage terms. Given the time and effort required to solicit for and then decide among several competing offers from retailers (and to understand the relevant market rules to make a fully informed decision), many smaller customers likely find that it is not worth their time and effort to switch.

In New Brunswick, the largest group of industrial customers account for less than 1% of the customer base, but represent more than 40% of the market's electricity consumption. This situation would result in substantially lower retail market costs (on a $/MWh basis) for large industrial customers than for smaller commercial and residential customers. In many instances, a large portion of the savings realized by any customers that switch can be attributed to the introduction of more cost-reflective tariffs and increased wholesale competition, not the introduction of retail competition.

This suggests that staging the introduction of retail competition, starting with large industrial customers and then with smaller customers in one or more tranches, would be most appropriate for the New Brunswick market. Staging the introduction of retail competition also provides more opportunity for New Brunswick policy-makers to learn from experiences in other markets and allows time for the expected advances in metering technology and settlement systems to reduce the costs associated with retail competition for these smaller customers. Therefore, **the Province will allow large industrial customers, i.e., all industrial customers with a minimum contract demand of 750 kW that are connected to the transmission system, to select a competitive retail supplier, with the target date for implementation of large industrial competition being April, 2003.** To eliminate the potential for cost shifting from the large industrial customer to remaining customers, **the Province will require large industrial customers that reduce their firm load on the Crown utility system to levels that are below their calendar year 1999 load, to be assessed an exit fee or other equivalent charge, approved by the Board.**

In addition, **the Province will direct the market design committee to make recommendations for mitigation of market power in the context of the wholesale and large industrial retail electricity market such that the target implementation date can be achieved.**

3.1.5.2.2. Smaller Retail Customers

The benefits to be realized for small business and residential customers from the introduction of retail competition are uncertain in the near term, given New Brunswick's limited market size and cross-subsidies in the current rate structures. Retail competition for small business and residential customers in the near term is unlikely to result in a vibrant retail market since few retailers would be expected to participate in the market.

Smaller customers are less able to adjust to market price volatility than are larger customers. Other causes of dissatisfaction experienced by small business and residential customers in competitive retail markets include: (1) insufficient savings compared to the time and effort necessary to solicit and choose a competitive supplier; (2) difficulty comparing retailers' offers on an "*apples to apples*" basis; and (3) billing and metering problems after switching.

Finally, in New Brunswick, introduction of retail competition for small business and residential customers in the near term would require the elimination of the current cross-subsidy in a relatively compressed timeframe, which could create rate shock for some customers. For these reasons, **the Province will not move directly to full retail competition but will revisit the merits of introducing retail competition for smaller customers every two years or following pre-specified trigger points or events.** To

the degree appropriate based on net societal benefits, New Brunswick will consider further phasing of retail competition to progressively smaller customers.

3.1.5.3. Standard Offer Service

Electricity prices in New Brunswick are lower than those in most other nearby power markets.[13] This suggests that as New Brunswick wholesale and retail markets open, the comparatively low electricity prices that New Brunswick consumers now enjoy may be lost as power prices in New Brunswick increase to the regional average.

Furthermore, a significant implication of retail competition has been the increased exposure to greater wholesale market price volatility. While wholesale market price volatility can be managed, it may also be necessary to manage the risk for customers who have not selected a competitive retailer.[14]

Standard Offer Service ("SOS") is the service that is provided to all customers that are not served by a competitive retailer.[15] SOS would entitle customers to the service that they are currently receiving, if they chose not to participate in the market.

To ensure that the benefits of lower power market prices are maintained for New Brunswick consumers and that they are offered some protection from price volatility, **the Province will entitle all customers that do not select a competitive supplier to standard offer service under regulated prices and terms that are consistent with the service they now obtain**. Initially, this service would be provided to wholesale and large industrial customers through entitlement contracts from the Crown utility.

Given the desire to preserve the benefits of low costs for New Brunswick customers, it is likely that the standard offer price available to New Brunswick customers would result in low switching rates and therefore, higher costs per customer that switches. This reinforces the need to proceed cautiously before embarking on the wide scale application of retail competition in the near term.

---

[13] Electricity prices in other markets depend in large part on fuel prices. This is particularly true with respect to New England where a significant amount of new, natural gas-fired combined cycle projects are being built. Therefore, an increase in natural gas prices is likely to result in increases in New England power market prices. However, because New Brunswick has a diverse fuel mix and there is relatively limited amount of natural gas-fired generation under development, increases in fuel oil, coal and natural gas prices do not have as dramatic an impact on prices as they do in New England.

[14] Some market designers assert that it is inappropriate for the standard offer service provider, which is often only a distribution company that does not necessarily have any trading or risk management capability, to be providing a fixed price product. Furthermore, some assert that the spot market volatility is necessary to induce customers to move to the competitive retail market.

[15] Standard offer service (SOS) is generally defined as the service that is provided to customers that are eligible to elect a competitive retailer, but remain with their incumbent supplier. However, in New Brunswick, given the phasing of retail access, SOS is defined more broadly to include all customers that are not served by a competitive retailer. Therefore, residential and commercial customers who are not eligible for retail access would be considered SOS customers.

3.1.5.4. Preparing for Full Retail Competition

3.1.5.4.1. Full Retail Settlement Costs

Competitive retail markets for residential and commercial customers require sophisticated settlement systems and processes to allocate costs and charges between the various market participants (generators, transmitters, distributors, retailers and customers). The complexity of these systems will influence the overall costs of retail competition and the number of retailers willing to enter the market. In general, simpler systems are less costly but can result in inequitable distribution of cost and/or risk between customer classes or between market participants. Although the New Brunswick approach is to defer introducing full retail competition at this time, there are a number of issues surrounding full retail competition that can best be resolved in advance.

A competitive retail market requires the use of interval meters, such as those currently employed by most large industrial customers. Interval meters measure consumption every 15 minutes or half-hour and so allow billing that accurately reflects the volatile wholesale market costs and that customer's usage in each interval. Other customers have meters that simply measure consumption on a continuous basis. These meters are read monthly or bi-monthly and do not provide any information that would result in consumption pattern adjustments. The cost of interval metering is relatively high for smaller customers although these costs are declining as demand increases and more advanced technology becomes available.

Given its small size, New Brunswick is unlikely to attract a large number of retailers unless the costs of operating in the market are relatively low. This points to the need to: (1) replicate the settlement rules from other jurisdictions; and/or (2) work with neighbouring jurisdictions to establish a larger market with uniform rules so that retailers will face minimal incremental costs to serve the New Brunswick market. **The Province will evaluate alternatives for reducing the costs of introducing full retail competition in New Brunswick.**

3.1.5.4.2. Cross-Subsidization in the Current Rate Structure

For a variety of historical reasons, the Crown utility's current rate structure results in cross-subsidization between commercial/institutional and residential customers. Residential customers pay approximately 90% of the actual costs that the Crown utility incurs to serve them, whereas General Service (institutions, schools, hospitals, offices, stores and other businesses) and Small Industrial customers pay an average of 115% of the actual costs incurred to serve them. In effect, institutional and small business customers are subsidizing residential customers. Large industrial customers pay roughly 100% of the costs incurred to serve them, so they are neither subsidized by nor do they subsidize other customer groups.

Since rate unbundling usually occurs in advance of, or simultaneously with, the introduction of retail competition, it will be difficult to continue the current level of cross-subsidization in a competitive retail market. While the introduction of retail competition and elimination of any cross-subsidization between customer classes are two independent policy decisions, they are inter-related because by making one decision (introducing retail competition) the Government would be effectively making another

decision (eliminating cross-subsidies). This suggests that, to the degree that the Government wishes to minimize the amount of cross-subsidization between customer classes, it may be prudent to gradually eliminate the cross-subsidies before introducing retail competition. This will ensure that the customer impact of the two decisions is distinct and separable.[16]

Perhaps more importantly, cross-subsidized rates do not properly reflect the cost of providing service and hence, impedes the use of market signals to influence consumer decisions. Consequently, consumer fuel choices are swayed by revenue to cost ratios that favour a particular class of customer over another, rather than by cost reflective market pricing.

The Province will direct the Crown utility to eliminate, over time, cross-subsidization between customer classes to gradually provide rates that are within a range of 95 to 105% of the actual cost of providing the service. This policy was first advanced by the Board in its April 15, 1992 decision on the Crown utility's cost allocation and rate design process hearing, and was subsequently supported by the Select Committee.

3.1.6. CROSS CUTTING ISSUES

There are a number of cross cutting electricity issues that apply whether wholesale competition, self-generation or full retail competition is being considered. These include: (1) refinements to the regulatory regime; (2) stranded costs and entitlements; and (3) reciprocity. Each of these issues is reviewed below.

3.1.6.1. Refinements to the Regulatory Regime

As a result of restructuring of the electricity sector, the responsibilities of the Board will be expanded to include new functions. Adequate technical expertise and resources will be required for duties such as controlling the competitiveness of the generation and retail services markets and regulating the transmission and distribution businesses (the "wires" businesses). Most importantly, with respect to the generation business, **the Province will give the Board the authority to monitor the competitiveness of the wholesale market and ensure that the Crown utility is unable to exercise market power.** This role is likely to be in coordination with the Competition Bureau and the system operator who will have the real-time data necessary to oversee the behaviour of market participants.

The "wires" businesses will continue to be natural monopolies. However, with the increased competition in the wholesale market and the prospect of competition in the retail market, it is essential that the "wires" businesses be operated in a manner that is fair to all market participants and prevents incumbents from securing any undue competitive advantage or from cross-subsidizing competitive operations. Therefore, as part of the increased separation of generation and transmission functions, there will be a

---

[16] High penetration of electric space heating and water heating among New Brunswick residential customers will exacerbate the impact of eliminating the cross-subsidy in that the bill impact of moving to full cost recovery will be more significant for electric heating customers, who have higher electric heating costs, than for other customers.

need for independent regulation of the transmission system. **The Province will direct the Board to regulate the open access transmission tariff.** Rate caps, which are based on the consumer price index minus a productivity offset, have proven to be effective in other jurisdictions in driving efficiency improvements and providing significant reductions in transmission and distribution rates over time. Service quality standards will be incorporated into the performance based regulatory framework. The regulatory focus will be one of increasing the administrative efficiencies of regulation such as making greater use of paper hearings and other administrative processes that reduce the costs of regulation to all parties. **The Province will direct the Board to adopt a light-handed, performance-based method of regulation**.

The Province will mandate the Board with administrative oversight regarding reported abuses of the Crown utility's code of conduct and administration of its real time information system and violations of its open access tariff. Furthermore, **the Province will empower the Board with the responsibility of approving ancillary services charges and making determinations regarding stranded costs.** Finally, with the opening of the wholesale market, the municipal electric utilities will be able to procure power from a wide range of potential suppliers. This will provide them with the opportunity to secure power at a cost that may be lower than the cost they can obtain from the Crown utility. To ensure that such savings flow through to their customers, the distribution electric utilities will be required to file their rates and any long-term power purchase agreements with the Board. In addition, **the Province will empower the Board with the authority to initiate a distribution utility rate review upon the complaint of a customer or under its own initiative**. Moreover, **the Province will require that distribution rates automatically be subject to Board review when rate increases in any customer class exceed an amount set by regulation.**

Under some conditions, the introduction of wholesale and retail competition could create stranded costs for the Crown utility. Reductions in the Crown utility's sales can create stranded costs because the lost sales contributed to the recovery of fixed costs.[17] The reduced fixed cost recovery attributable to these reduced sales represents the stranded costs. Given its comparatively low power supply costs the Crown utility would be able to mitigate these stranded costs by selling the available power in its export markets at a profit. However, this requires sufficient transmission capacity to provide access to these markets. If these stranded costs are not paid by the party that creates them, costs are shifted to remaining customers, or revenues to the Crown utility are reduced.

The issue of stranded cost recovery addresses the question of who pays for these stranded costs. At one extreme, a full "user-pays" policy would require the customer or customers that caused the stranded costs to pay these stranded costs through some form of "exit fee" so that other customers who do not benefit will not have to pay. At the other extreme, all customers would pay for the stranded costs, regardless of whether they benefit directly. An appropriate policy for deciding who should pay under these conditions is one that states when one specific customer or class of customer benefits from a decision then they should be responsible for the recovery of the stranded costs that stem from such a decision.

---

[17] Even though its generation costs are below market prices in its primary interconnected markets, the loss of sales by the Crown utility is likely to create stranded costs because there is insufficient transmission capacity to deliver this power to the interconnected markets during all periods.

Therefore, **the Province will impose a policy of user-pay with respect to recovery of stranded costs associated with the introduction of wholesale competition, non-utility generation and retail competition wherever feasible and in a way that does not unnecessarily impede the development of a vibrant wholesale and retail market**. The market design committee will assess the method of cost recovery as part of their recommendations on market structure. Fees will be determined for customers who impose stranded costs on other customers, as approved by the Board. Once the market is formally restructured, competition transition charges may be assessed on all customers on an equitable basis, if the Board determines that restructuring the New Brunswick market will create stranded costs.

3.1.6.2. Reciprocity

The competitive workability of adjacent market areas is enhanced when each market offers the other reciprocal and non-discriminatory market access. Reciprocal access effectively makes the markets more efficient by increasing the market size. Should some jurisdictions not offer reciprocity, requiring it may adversely affect the competitiveness of the New Brunswick wholesale and retail markets by limiting the number of potential competitors to those offering reciprocity.

The issue of reciprocity is also closely related to stranded cost recovery. Reciprocity would provide the Crown utility with an opportunity to recover some stranded costs caused by the import of electricity from other markets by providing equivalent access to these other markets. For example, under full reciprocity, in order for an external supplier to sell electricity into the New Brunswick wholesale market, all New Brunswick suppliers would have to have equivalent access to similar markets in that jurisdiction. Whether or not the supplier would be able to take advantage of this reciprocal access would depend on its own generation cost structure relative to the cost of wholesale power in its jurisdiction.

For these reasons, **the Province will direct the market design committee to examine and make recommendations regarding the need for reciprocity requirements in its design of the New Brunswick market**.

3.1.7. POLICY IMPLEMENTATION

The Province will take the following steps in order to move forward with policy objectives relating to wholesale and retail competition:

- Establish a high-level market design committee that is charged with developing the market structure and rules required to implement these proposed policies.
- Implement legislative and regulatory changes to coincide with the introduction of wholesale competition, non-utility generation and large industrial retail competition in the New Brunswick electricity market.
- Develop a plan to minimize the amount of rate cross-subsidization, over time.
- Establish market structure and instruments such that the New Brunswick market will be prepared for and receptive to full retail competition at a future date.

- Monitor retail markets, rules and settlement system in other jurisdictions (particularly neighbouring jurisdictions) to determine the degree to which they provide customer benefits and the degree to which their application in New Brunswick would provide customer benefits.

- Identify pre-specified events that would trigger reassessing the merits of introducing retail competition for smaller customers and review the timing of standard offer services and entitlement.

3.2 NATURAL GAS

3.2.1. BACKGROUND

Prior to the recent development of Sable Island gas fields off the Nova Scotia coast, there were no widespread natural gas distribution facilities in New Brunswick. The Maritimes & Northeast Pipeline ("M&NP") transmission mainline transports Sable gas across Nova Scotia and New Brunswick to markets in the Northeast U.S. With completion of the Saint John lateral and connections to the mainline, New Brunswick markets received gas in December 2000. It is anticipated that the introduction of natural gas will provide opportunities for increased inter-fuel competition and significant environmental benefits.

The M&NP mainline and laterals are inter-provincial and, consequently, federally regulated by the National Energy Board. A lateral policy approved by the National Energy Board offers an opportunity to expand pipeline coverage by providing a single natural gas transportation tariff (postage stamp toll) throughout the province. The postage stamp transportation toll applies to the mainline and M&NP laterals that meet a threshold toll test[18], signifying they are economically justified. The level of the threshold will not change until the mainline undergoes expansion.

While the M&NP mainline and laterals are federally regulated, natural gas distribution and marketing are both under provincial jurisdiction. The process for formulating provincial natural gas development guidelines was initiated in July 1998 with circulation of an Expression of Interest document to potential gas distributors asking for their input in development of government policies. In August and September 1998, the 53rd Legislative Assembly created an all parties Select Committee on Energy, whose mandate included examination of the future of natural gas in New Brunswick. The Select Committee held a series of public hearings, with the purpose of providing potential natural gas distribution companies and other interested parties the opportunity to present their position on natural gas distribution issues. The Select Committee report, *Natural Gas for New Brunswick,* was released in November 1998. Government decisions were based on recommendations by the Select Committee, and formed the foundation for a framework on natural gas development in the province.

Legislation was created to reflect the path New Brunswick had initiated with respect to development of a natural gas infrastructure. The *Gas Distribution Act, 1999*, which received royal assent in March 1999, served to update, expand and consolidate the province's laws on gas distribution and regulation previously found in the *Gas Distribution Act* (1981), *Pipe Line Act, Public Utilities Act, Underground Storage Act* and *Municipalities Act.*

Selection of a natural gas distributor was through a Request for Proposals process. The 20-year general franchise was awarded to Enbridge Gas New Brunswick, Inc. ("EGNB")

---

[18] A lateral is considered to be economic when the annual cost of the lateral pipeline construction divided by the volume of gas throughput is less than the threshold toll test of $0.60/MMBtu.

on August 31, 1999. In keeping with recommendations by the Select Committee, the franchise was granted on a province-wide basis to increase the likelihood that the objective of uniform distribution rates and penetration of natural gas throughout the province would be met.

While there is a strong preference for fostering development of a market that reflects customer choice, it is unlikely that everyone will have equal access to natural gas. Although the Province favours encouraging natural gas availability to all regions, the market will develop more easily in those areas where large industry is located, the population is more concentrated and which are closer to the M&NP pipeline.

The Province will encourage rapid economic development of the natural gas infrastructure, making gas as widely available as is economically justified and in a manner that maximizes benefits to the citizens of New Brunswick. The framework established to achieve this objective includes a competitive natural gas market from the outset, thereby allowing natural gas marketers to compete for customers while the distributor, which is a gas transportation monopoly, remains under the authority of the provincial regulator ("Board").

To promote the realization of the objectives of this policy, initiatives on natural gas will focus on the following:

- Development of an indigenous natural gas industry;
- Development of a viable, natural gas delivery system, including continued support for the federal lateral policy; and
- Promotion of market-based fuel selection and consumption decisions.

3.2.2. DEVELOPMENT OF A VIABLE NATURAL GAS DELIVERY SYSTEM

3.2.2.1. Extension of Natural Gas Laterals and Distribution System

The Province has been an effective participant in National Energy Board Hearings involving development of Sable gas and the M&NP pipeline project. The National Energy Board approved a lateral policy to M&NP whereby the cost of constructing laterals off of the main pipeline will be "rolled-in" to the overall cost of service provided that the average rates do not increase above revenue realized from the addition of the lateral. Accordingly, if potential loads provide enough revenue to support an investment in a new lateral, then the lateral will be built. The $0.60 per MMBtu toll test will remain in place until there is a mainline expansion, at which time the appropriateness of the toll test may be reconsidered. The current plan provides for a postage stamp rate throughout the province, where the cost for delivering gas to the end of any lateral will be no different than along the mainline.

This offers a unique opportunity to make gas available to many areas in New Brunswick without creating intra-provincial transportation cost discrepancies. Energy is regulated by a both federal and provincial legislation. To protect New Brunswick interests, **the Province will continue to actively participate at future regulatory board energy hearings.**

The Province recognizes the importance of promoting natural gas availability to all regions of New Brunswick. This may prove to be a challenge for regions farthest from

the mainline, which may have insufficient natural gas demand (anchor loads) relative to the length of lateral required to transport gas from the mainline. It is the Province's objective to ensure that pipeline lateral development is economically justified. The intent is to avoid building costly laterals that are not economically sustainable. Such laterals would require significant subsidies that could, if charged on the backs of all consumers, price natural gas out of the reach of potential users. For this reason, broad-based provincial government subsidies for the construction of laterals will not be supported. However, under special circumstances, an aid-to-construct may be considered as a last resort.

The Government will continue to explore and evaluate every reasonable opportunity for the expansion of the natural gas infrastructure, where economically justified. To this end, **the Province will encourage discussions among potential natural gas customers, industry participants and other agencies which could result in sufficient load to anchor a lateral.** Moreover, **the Province will look for opportunities to form partnerships with the private sector and the federal government to secure funding that will provide leverage for natural gas infrastructure development and system expansions.**

To this end, the Government has signed a Memorandum of Understanding ("MOU") with the Province of Quebec to work toward building a natural gas pipeline that would connect Quebec and New Brunswick gas transmission networks. This MOU outlines the commitment of the two governments to create a favourable environment for the development of a lateral from M&NP through the province's Northwest and then linking with the TransQuebec and Maritime pipeline. The MOU also outlines a commitment to work together to develop a second interconnection near Belledune to serve Northeastern New Brunswick that would constitute a second alternative for serving Eastern Quebec.

The province's policies with respect to the awarding of natural gas distribution franchises are also intended to promote the development of gas distribution infrastructure in New Brunswick. Three types of distribution franchise were created: single end use, local producer and general, all of which are under provincial jurisdiction.

A single end use franchise was made available for facility-specific industrial end users. The objective is to encourage large industrial customers to act as anchor loads in securing laterals and serves to satisfy the Province's desire to use the Maritimes and Northeast Pipeline lateral policy for as long as it is in effect. The single end use franchise fee was set at $50,000 annually, indexed to the consumer price index. This amount was determined as sufficiently large to ensure that small and medium-sized consumers would find value in being served by the distribution company while not being so high as to negatively impact the likelihood that large customers would become anchor loads to the laterals. In support of developing a safe and effective natural gas industry in New Brunswick, **the Province will direct all franchise fees to help defray expenses of the Board, particularly for costs associated with pipeline safety**.

To accommodate local production of natural gas, a provision was made whereby indigenous gas producers could apply for a local producer franchise over a specific area. The objective was to encourage continued exploration for natural gas in New Brunswick, which could prove significant to the province's economy and job creation.

In New Brunswick, a challenge exists for development of natural gas infrastructure in that potential loads required to economically justify pipeline construction are concentrated in only a few locations. The population in the province is relatively low (756,600), with 52% living in rural areas. Approximately 1/3 of the population live in close proximity to the mainline and Saint John lateral. To discourage "cherry picking" by distributors interested in serving only high volume areas, the general distribution franchise was defined on a province-wide basis. It was determined that a single, province-wide general franchise was more likely to meet the objective of uniform distribution rates and penetration of natural gas throughout the province than would awarding one or more general franchises for a smaller area.

In its proposal, EGNB committed to serve 70,000 customers in 23 communities within 20 years. The Board will monitor Enbridge's progress in satisfying its commitments and will issue a formal report within seven years while **the Province will provide ongoing assessment of Enbridge Gas New Brunswick's progress and compliance with their proposal**.

An important part of encouraging the use of natural gas was the development of clear and user-friendly terms and conditions for the monopoly distribution service. Terms and conditions of service will, at a minimum, be fair and equitable to suppliers and customers, ensure the safe and reliable operation of the distribution system, not create unnecessary entry or transaction barriers, and protect each customer's privacy. The distribution system is required to link individual customers with suppliers operating in a North American gas market. The terms and conditions of the distribution tariff will not limit how buyers and sellers structure their transactions. In other words, the operating requirements will not, unless necessary for safe and reliable system operation, define or limit the transactions between buyers and sellers.

3.2.2.2. Development of a Competitive Retail Market

Natural gas customers are interested in the opportunity to easily tailor the process and services to their unique demands. Customization can occur at a number of levels, ranging from the terms surrounding the delivery of the services, to the billing and payment process, to the bundling of services sold and delivered. Terms of service can vary from customer to customer. Some customers will seek fixed price contracts while others may prefer prices that vary monthly. Methods to customize the billing and payment process include the customer determining the method of payment or providing the capability to normalize payments throughout the year to provide stability and certainty. Customers who value convenience may seek the opportunity to bundle their energy purchases (gas, electricity, and oil) together with other services, such as telecommunications. While providing customization on a large scale may seem to be a daunting task, advances in information technology and the lack of historical systems should enable energy service providers to deliver services in a cost efficient manner.

Experience has also shown that customers seek to minimize their interaction around the "product" in three areas: product cost, transactional cost, and their involvement arising from discrepancies in information and billing. If the cost of gas is too high compared to its substitutes, consumers will not switch to natural gas, hampering the development of the gas industry. The transaction costs to be minimized are defined as costs associated with the selection of the desired services (that may extend beyond the provision of natural gas), negotiating the services agreement, and the contracting and payment

process. Customers desire an arrangement that is transparent and easy to implement. Once the service contract is in place, customers expect to minimize their involvement. The involuntarily involvement in the distribution company or gas marketers' business process has often been a source of complaints for customers in other jurisdictions.

Building on the customer attributes described above, policies to foster competition at the retail level should address quality of service issues. While the regulator is not interested in dictating how an energy service provider operates at a micro-level, it is necessary that natural gas marketers entering the New Brunswick market meet certain standards. In order to address these concerns, the Board invited potential natural gas marketers to participate in a consensus committee and on-going working group to consider natural gas marketing and operational issues. This committee proposed a code of conduct, which has subsequently been adopted as part of the gas marketer licensing requirements.

Given the important role that natural gas marketers play in increasing the penetration rate for natural gas, it is critical that the Government create an environment that encourages their participation in the New Brunswick market. Towards this end, **the Province will reassess the *Gas Distribution Act, 1999* to identify any areas where it might be amended to improve the effectiveness of the competitive natural gas retail market**.

3.2.2.3. Reliability of Supply

As natural gas consumption in the province grows, the most cost-effective way of meeting the increased gas requirements ensuring reliability of supply might include, among other things, the development of underground storage, gas liquefaction and vaporization (LNG plant), or the ability to switch between fuels. The Province believes that it is for the market to decide which, if any, of these alternatives are preferred. However, given the economic benefits that would accrue from the development of high deliverability storage facilities in the province, **the Province will continue to explore opportunities for the development of natural gas storage facilities by the gas industry**.

3.2.2.4. Training and Development

The extension of natural gas systems, conversion of electrically heated buildings to oil or gas, oil heated buildings to gas, installation of equipment and appliances in the residential, commercial, institutional and industrial sectors, and the ongoing maintenance of gas and oil-fired systems requires a labour pool sufficiently skilled to perform these tasks. An increasing problem across North America is the availability of skilled technicians and trades people. Any labour shortage would hinder expansion of the gas distribution system as well as the deployment of more innovative end-use technologies. **The Province will continue to offer and actively support training programs in community colleges to ensure that the infrastructure to assist the installation and maintenance of systems that burn gaseous and liquid fuels is in place. The Province will work cooperatively with its colleges and universities to look for opportunities to promote research and development that will foster the penetration of natural gas in New Brunswick.**

3.2.3. DEVELOPMENT OF AN INDIGENOUS NATURAL GAS INDUSTRY

New Brunswick is a natural gas-producing province. Historic peak production saw pipeline delivery of natural gas to 3,000 customers, although local production was suspended in 1991. The construction of the M&NP pipeline has renewed interest in exploration for hydrocarbons in the province and there are currently 600,000 hectares held under license to search.

The M&NP and EGNB natural gas transportation infrastructure provides New Brunswick with the opportunity to develop natural gas resources which would likely otherwise be uneconomical. In an effort to promote the development of an indigenous natural gas industry, **the Province will further develop the New Brunswick hydrocarbon geoscience database**. As part of this effort **the Province will make information available regarding the attractiveness of New Brunswick as a location for natural gas exploration**. In addition, **the Province will provide a regulatory regime that minimizes barriers to exploration and development, and fosters the development of these indigenous resources**. This will include working with the natural gas industry to update oil and gas legislation, as required. Finally, **the Province will have a competitive royalty regime in the event that there are economic discoveries of indigenous hydrocarbons**.

3.2.4. MARKET-BASED FUEL SELECTION

For a competitive market to be efficient, all buyers and sellers must be free to make rational economic decisions. This, in turn, depends on equal access to accurate, comparable and timely information that is relevant to the purchasing decision.

To determine the feasibility of converting to natural gas, potential customers will consider costs associated with the initial conversion of a heating system, water heaters or appliances, and the ongoing operating costs. The conversion costs will be comprised of capital costs and related financing costs. Operational costs will include fuel costs, periodic maintenance costs, warranty and extended warranty costs. Total estimated costs should be compared to ongoing costs that would be incurred if the potential customers were to continue with its current fuel sources. On-going costs would include fuel costs, maintenance costs and potentially, costs to comply with environmental requirements.

To facilitate market-based decision making, this information needs to be timely and readily accessible. Market participants must also have confidence in the accuracy of available information. If the scarcity of information and/or the uncertainty of the information hamper potential consumers' efforts, the decision-making process will be discounted and lower the likelihood those customers will make appropriate decisions. This will inhibit conversions from one fuel to another and the penetration of new technology into the market place.

Due to the unfamiliarity with natural gas and the potential for conflicting information, there is a need for independent unbiased source for information regarding fuel conversion costs. Therefore, **the Province will serve as a reliable source of unbiased information that will enable New Brunswickers to make appropriate fuel choice and energy conversion decisions**. The information provided would be tailored to the market segment (particularly residential and commercial/institutional) to address

differences in their respective decision making processes, initial knowledge and awareness of natural gas, and likely consumption behaviour. Developing segment specific education plans will also minimize confusion and distortion, and facilitate rational economic decisions.

3.3 REFINED PETROLEUM PRODUCTS

As in most other jurisdictions, security of supply and pricing of refined petroleum products ("RPP") has long been a concern in New Brunswick. This was demonstrated in public hearings held by the Select Committee on Gasoline Pricing. Their final report, issued in 1997, addressed the perceived deficiencies in the New Brunswick gasoline market. In response, the Province undertook to improve monitoring and reporting of the industry, and worked toward preventing discriminatory pricing practices, as recommended by the Select Committee.

The energy policy proceeds to the next step by developing measures which broaden the scope of recommendations to include motor fuels and heating oil, and by increasing the extent to which information is monitored and reported.

3.3.1. BACKGROUND

Refined petroleum product distribution in New Brunswick is highly fragmented due, in part, to a sparse population that is dispersed across rural areas and urban centres. In addition, the numbers of people in various areas are relatively small. Not surprisingly, the scale of the oil and gasoline business at the distribution level reflects the population density. While individual businesses are small and dispersed, most are affiliated with only a handful of corporations.

At the wholesale level, the market area is regional in nature. For New Brunswick, refined products can be obtained either directly or through exchanges from refineries and terminals in Quebec, Nova Scotia, and New Brunswick. Two refineries, one in Saint John and one in Dartmouth, Nova Scotia supply the majority of product to New Brunswick. The Imperial Oil refinery in Dartmouth has a capacity of 82,200 barrels of crude per day while the capacity of the Irving Oil refinery in Saint John is 250,000 barrels per day, of which 50% is exported. The Northwest region of the Province receives supply from the Diamond Shamrock (Ultramar) refinery in St. Romuald, Quebec. Product is also transported by rail from the Shell refinery in Montreal, Quebec to the Miramichi terminal.

Despite the large scale of these refining operations relative to the local markets, it is important to understand that these suppliers are participants in global oil markets. The prices of their crude oil inputs and refined petroleum product outputs are determined, for the most part, by commodity exchanges such as the New York Mercantile Exchange ("NYMEX"). Regional refiners such as Irving Oil Limited and Ultramar are particularly exposed because they are not fully integrated, i.e., they do not produce crude oil. To some degree the volatility in the oil markets is exacerbated by traders who collectively move the market in response to production, demand and inventory statistics, and inferred behaviour of major Organization of Petroleum Exporting Countries ("OPEC") cartel. At a bulk wholesale level, these refiners are essentially price-takers for crude oil, gasoline, and distillate oil (home heating oil and diesel fuel). Like other refiners, they likely use all the financial tools necessary to manage their price exposure and minimize their risk. Nonetheless, with no upstream production to buffer this price volatility, the prices established in this worldwide market flow through to the retail market. Even fully

integrated producers can be expected to flow through these NYMEX-based prices because they represent the opportunity cost against which retail sales margins must be compared. With wholesalers and retailers attempting to drive down costs by reducing inventories, these prices are likely to flow through the value chain more quickly.

At a regional market level, wholesale prices for refined petroleum products are determined partially by commodity markets and partially by local supply and demand conditions. These local conditions include the amount and availability of bulk storage, terminal capacity, inventory levels, number of retail outlets, volume of sales per outlet, demand for refined petroleum products, and expected prices.

As discussed, distributors receive product from terminals or refiners in Nova Scotia, New Brunswick or Quebec. Product is either transported by truck, rail or barge, or exchanged between parties with offsetting inventory positions. The transportation cost from Dartmouth, Nova Scotia to most outlets in New Brunswick, including the cost of marine transport to the distribution terminals, is between 1¢ and 2¢ per litre. Transportation costs for outlets serviced by the Saint John refinery are generally less. Truck transport costs are estimated to be between 0.4¢ and 0.5¢ per litre per 100 kilometres. No outlet in New Brunswick is very far from a wholesale terminal. There are distribution terminals ("racks") in Saint John, Miramichi and Belledune. To some degree, this is symptomatic of the challenges posed by refined petroleum products market in New Brunswick. The small size of the market challenges wholesalers to aggressively control fixed costs such as storage. Product is picked up at these locations, then re-delivered to local storage, dealer outlets, or directly to customers.

At the retail level, competitive pressures in local markets and taxes determine prices for gasoline and distillate oils. These competitive pressures include prices charged by competing sellers, and costs experienced by the final distribution operations (dealer outlets and heating oil distributors). The margins are determined by the difference between the locally determined retail price, net of taxes, and the wholesale price. Other components of distribution, such as the price and availability of trucking and bulk storage capacity, add to the complexity and lack of transparency of prices. Also, dealer outlets with relatively small sales volumes often have higher average costs than a large volume outlet. Accordingly, the cost structure of different competitors may either justify a higher price, or make an outlet uncompetitive. These differing dealer cost structures also can contribute to the differences in prices between outlets.

The potential for market power along the distribution chain is an issue, given the small size of the New Brunswick market and the limited number of wholesalers. With most wholesalers also having retail operations, they are able to squeeze margins to independents by electing to take their margin at the wholesale level and increasing wholesale prices. Furthermore, there is the potential for horizontal market power given the limited number of competitors. One persistent challenge for the Province is to monitor industry pricing so that anti-competitive behaviour can be evaluated.

The volatility in local markets can be explained by the impact of independent marketers and independently owned "branded" outlets who may relinquish retail margin in an attempt to lower prices and increase market share. The result is often a price war as all competitors fight to protect their market share.

During periods of high input costs, refiners attempt to limit the amount of crude oil in storage to the minimum amount of crude oil necessary to feed their refineries. This avoids the risk of incurring inventory losses when crude costs decrease and retail prices drop. In 2000, inventories in the U.S. were at a 24-year low, resulting in volatile retail prices. After the Gulf War, prices collapsed at the retail and wholesale level and refiners were forced to absorb the costs of crude oil purchased during the war. As a result, the industry moved to "last in, first out" pricing to avoid getting caught in a future pricing squeeze. Currently, retail prices reflect international pricing events of the previous two weeks and the oil industry would like to see this delay reduced even further. This is the only industry that allows almost direct consumer participation at all levels in the market place, in that decisions made by the consumer to purchase (or not purchase) the product has an almost immediate impact on prices. However, consumers appear to want stable prices that are competitive with other jurisdictions.

In New Brunswick, refined petroleum product policy issues include prices that reflect the functioning of efficient and competitive markets, access to accurate and timely information, security of supply and economic stability.

3.3.2. EFFICIENT AND COMPETITIVE MARKETS

3.3.2.1. Motor Fuels

New Brunswick has approximately 680 retail gasoline outlets, which has fallen from approximately 1400 outlets in the 1970s. The province's retail market is highly concentrated, with two companies sharing 62% of the retail outlets, and four companies sharing the next 21%. Further, 36% of the retail outlets are owned by the dominant wholesaler. Other dominant companies are either completely integrated or integrated to the refinery level. They can compete for business at either the retail or wholesale level.

Less than 10% of outlets are classified as independents. Independent outlets are those which are not owned by an integrated oil company and do not operate under the brand name of an integrated oil company. New Brunswick has the second lowest percentage of such independent outlets in Canada. The Select Committee on Gasoline Pricing concluded that this has played a role in the degree of competition in the market and the price differences between New Brunswick and other jurisdictions, with the presence of independents having a downward impact on prices. An analysis conducted by the Select Committee on Gasoline Prices indicated that "in general, the counties with the most independents have the lowest prices and the counties that have the highest degree of domination by a single firm have the highest prices."

The average volume of sales of gasoline per outlet in New Brunswick is about 1.36 million litres annually, compared to a Canadian average of approximately 2 million litres. Given the relatively low throughputs for outlets in the province, there has been an ongoing rationalization of outlets. The forced replacement or upgrading of underground storage tank systems through compliance with the *Underground Storage Act* caused a number of outlets to close because they could not justify the cost. The *Wellfield Protection Regulation*, under the *Clean Water Act*, will result in the closure of all outlets

that are in established wellfields.[19] Upgrading and re-routing of the TransCanada Highway will limit direct access, forcing further rationalization. These pressures, and others, will result in further reductions in the number of retail outlets.

The degree to which consolidation occurs among independents could have an adverse effect on competition. However, there are few policy levers available that do not require outright market intervention, other than monitoring industry pricing to ensure that any consolidation is attributable to market economics rather than uncompetitive behaviour.

Although consumers appear to desire stable prices and view disparities in prices across the province as evidence of uncompetitive behaviour, such price outcomes are unlikely to be achieved and in fact are more likely to indicate an uncompetitive market than a competitive market. Disparities between gasoline prices in different parts of the province are explained by differences in transportation costs, inventory levels (and hence different costs of gasoline in inventory) and local market conditions, e.g., a price war in one market versus a stable pricing relationship in another.

Diesel fuel for use in the transportation of goods is important to the New Brunswick economy given its reliance on the trucking industry for imports and exports. This market is significantly influenced by events in the home heating oil market because of the similarities between the two fuels. However, because of the large single volume diesel purchases, margins are lower than for the motor gasoline market, and there are fewer competitors. As well, the harmonized sales tax component of the price is returned to the purchaser in the form of a tax credit.

Regulation of sulphur content also has an effect on supply competitiveness and gasoline pricing. In 1999, Environment Canada mandated that the average sulphur content in gasoline be reduced to 150 parts per million ("ppm") by July 2002 and further reduced to 30 ppm by January 1, 2005. Refiners across Canada would like these measures harmonized with actions in the U.S. New Brunswick's only refinery is already capable of producing gasoline with less than 150 ppm of sulphur, and expects to achieve 30 ppm by 2002. The U.S. Environmental Protection Agency (E.P.A.) has mandated U.S. refiners to phase in 30 ppm sulphur content between 2004 and 2007. Low sulphur gasoline is required by car manufacturers by 2004 for new vehicles which have new and improved pollution control equipment that is sensitive to high levels of sulphur. There is concern that these regulations will result in short term supply disruptions and price spikes similar to the price spikes experienced during the 2000 motoring season in the U.S. Mandated changes in fuel qualities can result in temporary shortages as the existing storage facilities prove to be inadequate for additional fuel types. Natural Resources Canada and Industry Canada have undertaken a study into potential supply disruptions as a result of the new regulations. Similar concerns were raised when low sulphur diesel was introduced in the mid-1990s and they proved groundless.

Beyond low sulphur gasoline initiatives, Environment Canada is planning to implement ultra-low sulphur diesel fuel regulations that would result in a level of 15 ppm by 2007. During the transition, these and other regulations regarding fuel quality will add further pressure on available supplies of gasoline and diesel oil and may result in price spikes.

---

[19] There are 37 gasoline or home heating oil distribution storage tanks that will be required to close and remove their storage tank within 10 years of the Designation Order being issued.

As discussed, a host of factors influence supply and, hence, pricing of gasoline and diesel oil. In Canada, the regulation of retail prices is left to the discretion of the provinces. Prince Edward Island is the only province to implement full retail gasoline price regulation. Experience has shown that regulated prices may remain low in the short-term but they tend to be higher than unregulated prices in the longer term.. Studies conducted by the American Petroleum Institute have determined that in the U.S., states with price controls tend to pay higher retail prices.

A comparison of prices in markets with price regulation and those without and the distortions that result from such regulation indicates that workably competitive RPP markets produce better price outcomes than those that result from the distortions caused by price regulation. Consequently, **the Province will only intervene with price regulation in the refined petroleum product markets if there is evidence of market failure.** However, **the Province, if confronted with evidence of the abuse of market power, will bring such evidence to the attention of the Competition Bureau and encourage them to take action.**[20]

3.3.2.2. Heating Oil

The heating oil market is relatively concentrated with only a small number of suppliers. Of the 77 retail oil dealers in the province, 18 are affiliated with one company. Another five carry some brand identification. Most of the major oil companies as well as several independent marketers compete in the heating oil market. The major oil companies act as wholesalers supplying independently owned and operated outlets. With the exception of one company, most major oil companies do not own and operate retail dealerships. Because of the large quantities of product purchased at any given time, retail prices for heating oil do not fluctuate as much as gasoline prices.

In New Brunswick, 25% of households rely on heating oil as the primary source of heat. Given that demand is primarily determined by weather conditions, a cold snap early in the heating season, while inventories are still building from the changeover from high gasoline runs, can result in a dramatic run-up in prices. The shutdown of a major refinery in North America during the heating season can have a similar effect on prices. Therefore, price volatility such as that experienced during the winter of 1999-2000 continues to be a significant concern. During this period, a bout of severe winter weather in the U.S. Northeast, following two relatively mild winters caught both suppliers and consumers in the region by surprise. The sudden increase in demand for heating fuels coupled with insufficient supplies and supply route disruptions pushed prices up rapidly. As a result of supply problems and the ensuing price increases experienced in the U.S. Northeast, retail prices across Eastern Canada increased accordingly. New Brunswick retail prices increased by 43% during the 1999/2000 heating season.

Given that home heating oil and diesel fuel are similar products, diesel fuel prices are usually adversely affected by these conditions. This can have an adverse impact on the New Brunswick economy given its reliance on the trucking industry to deliver its products to market and to import products.

---

[20] The federal *Competition Act* provides the framework for all business activity in Canada. The *Competition Act* includes provisions for price discrimination, collusion, and predatory pricing, which are all considered criminal activities.

The primary challenge of home heating oil pertains to price volatility and its impact on customers given the "lumpiness" of purchase decisions. One option to make home heating oil purchases more affordable to consumers is to reduce minimum purchase requirements imposed by distributors. These minimum purchase requirements stem from the economics of the home heating oil distribution business. There are significant fixed costs to delivering home heating oil, i.e., the travel time and distance from the terminal to the customer or other customers on the route, such that distributors find it more economical to deliver larger volumes, less frequently. Price volatility can be further mitigated by budget billing which can be an attractive alternative for helping customers better manage cash flow issues stemming from home heating oil purchases. **The Province will encourage heating oil dealers to reduce minimum purchase requirements and to offer budget-billing arrangements.**

Purchase arrangements such as reducing minimum deliveries and budget billing may not be sufficient to offset the inherent price volatility of home heating fuel, which is more directly affected by the volatility of world oil prices than other heating fuels, and consequently can have a greater negative affect on lower income households. New Brunswick currently has heating assistance programs in place to offset fuel costs. **The Province will examine the effectiveness of existing heating assistance programs to make improvements where warranted.**

In addition, **the Province will monitor supply, demand and inventory positions for gasoline, diesel and heating oil to enable it to advise consumers of market conditions and to monitor the ongoing competitiveness of these markets.** This is important to ensuring that the Government can provide consumers with information that might assist them in better managing market price volatility. Clearly, the use of this information can have a significant impact on the market and as such it must be released cautiously.

3.3.3. Access to Accurate and Timely Price Information

For a competitive market to be effective and fair, all buyers and sellers must have the information that they need to make rational economic decisions. This, in turn, depends on equal access to accurate and timely information that is relevant to a purchasing decision. New Brunswick can encourage competition by promoting price transparency and by gathering and making available refined petroleum product pricing information. Providing RPP pricing information will result in a more informed public, allowing customers to make better decisions and requiring suppliers to behave more competitively. Specifically, **the Province will encourage competition by promoting price transparency through the public posting of wholesale and retail price information.**

In addition to price information, **the Province will provide price advisories to the public when appropriate**. The objective is to better allow the New Brunswick public to anticipate, or respond more quickly to, events that are likely to result in considerable swings in prices. For example, prior to the heating season, the Government will inform the public regarding the state of heating oil inventories and current retail prices. Care will be taken to not exacerbate price swings by timing the release of information in a manner that mitigates price volatility.

3.3.4. SECURITY OF SUPPLY AND ECONOMIC STABILITY

Experience demonstrates that product prices spike when supply is tight and demand exceeds supply. This occurs at any number of places along the distribution chain. The result is a price increase that is absorbed by all downstream participants, primarily the consumer. Storage inventories buffer the impact of mismatches between demand and supply and hence storage is valuable in hedging against RPP price volatility. Canada does not have a strategic petroleum reserve like that of the United States, because it is a net exporter of crude oil. Instead, as a member of the International Energy Agency ("IEA"), Canada, through the Energy Supplies Allocation Board, will implement its Demand Restraint Program, if a global supply disruption occurs. The minimum trigger is a 7% shortfall in crude oil supply for any member country of the IEA. The last time a global supply disruption warranted action by the IEA was during the Persian Gulf War in 1990-91. At the provincial level any disruption in refined petroleum product supplies, such as the ice storm of 1998, is handled by the New Brunswick Emergency Measures Organization.

Market outcomes are indifferent to hardship or economic stability. As such, **the Province will exercise its authority to monitor markets by collecting, maintaining and analyzing pertinent refined petroleum product market information**. At the same time, we recognize that the information itself can trigger undesirable outcomes. Accordingly, individual company information on product supply, inventories, storage capacities, trucking, and deliveries will be kept strictly confidential to ensure market competitiveness is maintained.

3.4 ENERGY EFFICIENCY

3.4.1. BACKGROUND

Given its significant economic and environmental benefits, energy efficiency plays a key role in attaining New Brunswick's energy policy goals.

By definition, a gain in energy efficiency is the use of less energy to provide the same level of service. It does not mean less service using less energy, or doing without. The most significant characteristic of improved energy efficiency is that it is often a very good investment, with paybacks frequently realized in less than a few years.

Energy efficiency also includes the concept of "load management" by which electricity and gas demand shifts from peak to off-peak periods is curtailed, or is met through fuel substitution. Load management, however achieved, avoids energy use in time periods when electricity capacity and gas supply are stretched to the limit or energy costs are relatively high.

Increasing energy efficiency:

- **Improves economic performance and competitiveness:** The New Brunswick economy is energy intensive due to the dominant role that natural resource-based industries such as pulp and paper and mining play in the provincial economy.[21] This underscores the competitive importance of obtaining and using energy in a cost-effective, efficient manner in the province.

- **Ensures a more secure, reliable and cost-effective energy supply:** The ability of New Brunswick to meet economic growth forecasts is dependent, in significant part, on the province having a secure and reliable energy supply available at competitive cost. Improving energy efficiency in a cost-effective manner can help to achieve these growth forecasts. "Cost-effective" means that the cost of measures taken to increase energy efficiency is less than the incremental cost of energy that would otherwise have been consumed.

- **Increases consumer disposable income from savings:** If less is spent on energy purchases while maintaining the same level of service, then more disposable income is available for expenditures on other goods and services. This is one way in which energy efficiency impacts upon economic efficiency.

---

[21] Various factors can account for differences in the energy intensity of regional and national economies such as: the specific mix of goods and services produced, climate, housing stock, vehicles in use, equipment in service, transportation infrastructure, energy prices, population and population density, and behavioral factors. These factors make "apples-to-apples" comparisons of energy efficiency between economies rather complicated. One should not necessarily conclude that the energy intensity of an economy is an accurate measure of its degree of energy efficiency.

- **Mitigates effects of volatile energy prices:** Energy prices are known to be volatile. Energy efficiency can mitigate the negative effect of price volatility by reducing energy consumption costs, as a percentage of total consumer expenses.

- **Creates employment:** Employment is created directly through capital investments in energy efficiency improvements and indirectly through supply and service industries. In addition, experience has shown that consumers tend to re-spend energy savings, thereby creating employment in alternative goods and services.

- **Reduces air emissions:** Over 90% of total New Brunswick greenhouse gas ("GHG") emissions are associated with the production and consumption of energy. Energy efficiency improvements avoid the emissions that would otherwise result from additional energy use.

3.4.2. THE ENERGY EFFICIENCY POTENTIAL

In the early 1990s a study was completed for the New Brunswick Department of Natural Resources and Energy to determine the extent of the energy efficiency potential in the province and the associated economic and environmental benefits. The study investigated energy efficiency opportunities in the residential, commercial, industrial and transportation sectors and found the following potential benefits from economically attractive energy savings:

- energy savings could reach 37% in the residential sector, 22% in the commercial sector, 26% in the industrial sector and 13% in the transportation sector;

- 2,424 new jobs (direct and indirect) could be created annually, due to the increase in disposable income and multiplier effects;

- economically attractive energy efficiency measures could reduce CO_2 emissions by 7.7 million tonnes, NO_x emissions by 35,187 tonnes, and SO_2 by 98,038 tonnes.

In addition, the potential for fuel switching from electricity to oil was considered to be significant, with an even greater potential expected with access to natural gas.

These were gross estimates and with existing market barriers, the achievable energy efficiency levels were about a third of the totals above. This achievable level of investment still required government-induced market transformations. In the time since the study, some factors have changed including an increase in the potential for fuel switching to natural gas. For the most part, the estimates are believed to still be valid, particularly with respect to the existing building and equipment stock in the residential and commercial sectors. The estimates were based on early 1990s technology, which implies that the estimates are somewhat conservative considering advances in efficiency measures since then.

New Brunswick implemented a number of energy efficiency measures following the study, including development of a Provincial Buildings Initiative, which resulted in an average of 20% energy savings in participating buildings. Studies carried out by the federal government and other provinces have revealed results that are similar to those documented in the New Brunswick report.

3.4.3. FACTORS INHIBITING ENERGY EFFICIENCY INVESTMENT

In a perfectly competitive market, all cost-effective energy efficiency opportunities would be exploited without the need for market intervention by any level of government. In the economy as it exists today, there are numerous market barriers that hinder investment in cost-effective energy efficiency. Among these are:

- **Social and environmental externalities:** Energy prices generally do not include the full costs of health impacts and environmental damage relating to energy use. As a result, the avoided environmental and health costs are not valued by consumers when they consider making energy efficiency investments.

- **Lack of knowledge or perceived financial significance:** Many consumers are unaware of the options available to them to improve energy efficiency, and tend to make decisions based on habit. In addition, many consumers do not understand the importance of their actions in controlling energy costs. There appears to be a lack of product knowledge and of economic information.

- **Product availability and search costs:** While energy efficient equipment is becoming increasingly available, distribution and retail channels often do not stock a significant amount of energy efficiency equipment. Given limited distribution, consumers may find it frustrating and time-consuming to seek out goods and services that are most cost-effective and best suited to their actual needs.

- **Access to funds:** Even where consumers know of energy efficient options and can find vendors who offer them, the higher first cost associated with many energy efficient goods and services may deter consumers who lack up-front funds or access to capital.

- **Who pays versus who benefits:** The classic example of this barrier is the case of the tenant who pays the energy bill, and the landlord who selects the energy consuming appliances and fixtures. The landlord, who does not reap the savings provided by more efficient equipment and may have doubts about the equipment enhancing the value of the property, has little incentive to invest money for cost-effective energy efficient items.

- **Payback:** Many consumers appear to undervalue the future stream of energy savings for energy efficient goods and services. More value is often placed on the higher first costs than the longer-term savings in operating costs.

- **Mis-pricing:** Prices of regulated energy sources such as electricity and natural gas may be distorted due to inter- and intra-class subsidies and absent time-of-use price signals. These pricing distortions may skew decisions regarding the purchase of energy efficient goods and services.

3.4.4. ENERGY EFFICIENCY STRATEGY

In order to address the barriers to improvements in energy efficiency, New Brunswick has a role to help ensure that the benefits of energy efficiency are realized. These barriers or market failings can be addressed through a wide range of policy and economic tools including strategic regulation, performance standards, fiscal and trade policies, education and awareness, and leadership initiatives. The intention of all interventions is to transform the market so that energy efficiency improvement measures will, over time, take root in the private sector without the need for continuing government or utility influence.

A good example of a market transformation measure is the R-2000 program. In the early years of the program, the provincial government, local homebuilder association and Crown utility assisted in the development of the R-2000 standard, its marketing and in some cases provided direct incentives to home buyers. As the market for R-2000 developed, the building practices associated with it continued, even when assistance for the program was discontinued.

Low income households require special consideration, as market transformation initiatives may not address their needs. With an ageing society and many living on fixed and low incomes, the cost of energy will become an increasingly important matter, as a large portion of energy use is non-discretionary. People need to heat their homes. For this reason, there may be a need to investigate opportunities for energy options specific to low income households.

Measures and policies must also consider energy efficiency gains in both end use energy and primary energy. For example, the use of a more efficient light bulb will result in an improvement in end use energy as less electricity is used and also an improvement in primary energy use as less fuel such as oil is used to produce the electricity. Also, a measure such as a fuel switching may not improve end use energy efficiency in the home or business but will improve primary energy use and overall economic efficiency.

In order to ensure that energy efficiency improvements in New Brunswick are as far-reaching as possible, **the Province will develop and implement a comprehensive energy efficiency strategy**. The strategy will be anchored by engaging the public and private sectors in partnership arrangements to develop and implement energy efficiency measures. It will begin by expanding existing programs, such as promoting the highly successful Provincial Buildings Initiative as a model for other organizations. Further initiatives will be established from a broad range of options and will be designed to ensure that they effectively address the market barriers to energy efficiency and serve the overall energy policy goals. The degree to which new options are applied will be subject to the degree to which partnerships are successfully developed and the level of funding available. Key components of the strategy will be:

- provide effective public education and awareness;
- lead by example in government operations;
- partner with the federal government and other public and private agencies to lever resources and increase the effectiveness of measures implemented;

- implement strategic regulatory initiatives such as performance codes and standards;
- determine opportunities for energy efficiency funding and financing mechanisms;
- promote fuel switching where efficiency and economic competitiveness benefits result, and
- promote appropriate pricing signals to consumers including reducing cross-subsidization among electricity rate classes and introducing time of use rates.

The sections that follow describe in more detail the current measures that will be expanded and options that are being contemplated for a comprehensive energy efficiency strategy. The energy efficiency strategy is also expected to form an integral part of a broader provincial Climate Change Action Plan.

3.4.4.1. Expand Existing Efforts

In the short term it is practical to build and expand on existing programs.

3.4.4.1.1. Consumer Information and Education

Sustained markets for energy efficiency are created when consumers drive the demand for energy efficiency. In order to create that drive, consumers need to be informed and educated on the benefits of energy efficiency. A strong consumer information program is the foundation that will support other measures. Options include expanding upon the energy efficiency information service currently provided through web pages, workshops and conferences, training programs and modules for school curriculum. While the effectiveness of all energy efficiency initiatives is enhanced with the cooperation of other organizations, this is even more pertinent for information and education efforts. For example, integrating efforts with initiatives developed for climate change information, such as the National Implementation Strategy on Climate Change, would effectively increase the resources that can be engaged. **The Province will develop an energy efficiency information and education program in cooperation with other partner organizations**.

3.4.4.1.2. Lead by Example

Provincial government departments can play an important role in increasing awareness and ensuring energy efficiency becomes integrated in day-to-day operations. **The Province will direct provincial government departments to include energy efficiency in all relevant decisions and policies.**

One of the more effective market intervention tools available to the Province is its own procurement efforts. As a significant purchaser, the Province can help to establish the market for energy efficiency products and services. Government procurement can also hasten the development of competitive retail suppliers or aggregators who bundle energy efficiency services with energy supplies. **The Province will take energy efficiency into account when considering procurement options.**

The existing Government Energy Management Program includes two successful initiatives, the Energy Accounting System and the Provincial Buildings Initiative ("PBI"). The Energy Accounting System currently focuses on electricity and provides energy use

performance indicators to building managers. **The Province will expand the provincial Energy Accounting System to include oil and natural gas.**

The Provincial Buildings Initiative offers the technical, planning and contractual support needed to implement third-party financed energy saving projects on a turnkey basis. New Brunswick is recognized across Canada as a leader in the implementation of this program. The successful program currently focuses on directly funded government buildings. **The Province will continue to work with other agencies to extend the scope of the Provincial Buildings Initiative to include indirectly funded buildings such as hospitals, nursing homes and buildings owned or operated by crown corporations as well as municipalities**. In fact some municipalities are already using the tools that were developed under PBI to embark on similar projects.

Finally, in order to further strengthen the government's commitment to lead by example, **the Province will monitor government operations and produce an annual report of energy efficiency performance.**

3.4.4.1.3. Participate in Federal Programs

New Brunswick has successfully cooperated with the federal government in the delivery of several effective programs. For example, New Brunswick has actively promoted the federal Auto $mart Program, which advocates energy efficiency through a Student Driver Kit that is available to driver trainers. Partnership with the federal government can include task sharing, cost sharing, and sponsorship arrangements. **The Province will actively seek partnership arrangements with the federal government for energy efficiency programs.**

3.4.4.1.4. Expand Energy Efficiency Regulations and Promote High Performance Equipment

The existing New Brunswick energy efficiency regulation under the Energy Efficiency Act includes 23 products. The regulation of these products has been successful in eliminating the least efficient equipment from the market without affecting customer choice. Additional energy efficiency standards have been developed and adopted in other jurisdictions and are available for inclusion in our own regulation. With the introduction of natural gas in New Brunswick, there is an opportunity to regulate high efficiency gas furnaces, water heaters and other gas equipment so that lost opportunities are avoided. As such, **the Province will expand the list of equipment regulated for energy efficiency levels in harmonization with other jurisdictions, support the development of energy efficiency standards on any additional equipment and encourage the installation of high performance appliances**.

3.4.4.2. Propose New Measures

Engaging public interest groups and the private sector is an integral aspect in selecting additional measures to incorporate in the energy efficiency strategy. Specific measures will be established in consultation with provincial partners.

3.4.4.2.1. Energy Efficiency Funding Mechanism

The extent of options included in the energy efficiency strategy will be dependent on the level of funding available. Therefore, **the Province will seek a variety of broad-based energy efficiency funding mechanisms.** These funds could, potentially, provide customers access to financing of approved, cost-effective measures. In many states in the U.S., where restructuring has been enacted, energy efficiency programs are funded by a per kWh surcharge on distribution rates. The efficiency fund could use loan repayments for additional efficiency measures in a revolving fund approach.

In order to influence federal and private sector funding, **the Province will contribute energy efficiency seed funding to leverage resources from other sources**. One such other source could be the National Implementation Strategy on Climate Change.

3.4.4.2.2. Residential Options

The existing housing stock offers the greatest opportunity for energy efficiency improvement in the residential sector. Experience indicates that it is most effective to take a "whole house" approach to energy retrofits, thereby encouraging a range of improvements. As a result, **the Province will explore options to be included in a comprehensive residential retrofit program**.

Programs in other jurisdictions have included financial incentives to retrofit/renovate, access to financing, home energy audits and labelling (EnerGuide for Houses), renovator training and certification, sales force training, and the involvement of community-based delivery agents.

Some relief from the energy cost burden on social housing occupants and low income households can be achieved through energy efficiency. Up-front costs of retrofits are a significant challenge for this segment of the residential sector. Options may include loans from provincial or municipal revolving funds, leveraged involvement of private sector financial institutions, and/or other alternative financing approaches. **The Province will investigate opportunities for residential energy efficiency programs that are specific to social housing and low income households.**

3.4.4.2.3. Commercial and Institutional Options

As in the case of the residential sector, most of the opportunities for energy efficiency lie in existing buildings, which tend to be less energy efficient than new ones. As such, **the Province will consider options to be included in a comprehensive commercial retrofit program**. Consideration will be given to the use of performance codes, operating and cost tracking software, retrofit options modelling software, case studies, training and awareness for owners and facility managers, and a rewards/recognition component.

The Province participated in the development of the Model National Energy Codes for Houses and Model National Energy Code for Buildings. Building codes are a municipal and provincial responsibility. **The Province will examine the benefits of adopting the national energy codes for buildings.**

3.4.4.2.4. Industry Options

Stimulating energy efficiency in the industrial sector can be a challenge because of the inherently wide variation in consumption patterns and load profiles. Investment in energy efficiency can be motivated by sending the appropriate price signals, since energy costs can significantly impact industrial competitiveness. Pricing choices and custom packaging of energy services afford industry greater opportunity to manage energy in a manner that is most effective for their specific processes. **The Province will investigate industrial sector energy efficiency measures that focus on energy pricing and services, industry specific performance standards, research and development and demonstration of new competitive technologies.**

3.4.4.2.5. Transportation

The transportation sector accounts for a significant portion of New Brunswick energy use and, consequently, there are considerable opportunities for efficiency improvement. Vehicle kilometers travelled is increasing by 1.4% annually and new vehicles entering the fleet are getting lower average mileage than vehicles being disposed of, thereby presenting difficult challenges in reducing transportation-related fuel use and emissions. The popularity of large, fuel-inefficient trucks and sport utility vehicles at the expense of smaller, more fuel-efficient passenger cars is a major reason that vehicle fuel efficiency gains of the 1970s and 1980s have been halted. Despite these national trends, there are still many ways that New Brunswick can encourage energy efficiency in the transportation sector.

Measures to achieve the efficiency potential exist in all the components of the transportation system including, roads, rail and marine infrastructure, vehicles, fuels and users. Examples include public awareness initiatives to change travel behaviour; intelligent transportation systems that reduce traffic congestion; telecommuting initiatives that reduce the number of trips; enforcement of speed limits; training of fleet operators and truck drivers; fees that correct market shortcomings in reflecting true costs and vehicle testing programs; more energy efficient modes of transportation such as container systems and rail. **The Province will examine options to promote energy efficiency in the transportation sector as part of a new Transportation Policy currently under development.**

3.4.4.3. Incorporate Energy Efficiency in Electricity Markets

3.4.4.3.1. Price Signals

Accurate pricing that informs customers about the true embedded cost-of-service and time-of-use cost for consumption is critical for consumers in making economically rationale decisions about energy efficiency. Unfortunately, the current rate structure in New Brunswick has several shortcomings, including significant inter- and intra-class subsidies and a general lack of time-of-use ("TOU") price signals for all but the largest industrial customers. In general, commercial and industrial customers are cross-subsidizing residential customers.

Continuing efforts to correct these deficiencies are warranted and essential for creating the economic foundation needed for competitive demand side management to flourish. Specifically, further progress towards aligning rates of return for all rate classes, and

lowering the usage thresholds for customers wishing to participate in interruptible rates are appropriate steps that can be taken. Seasonal rate differentials, while not as accurate as hourly TOU rates, may be an appropriate rate structure for smaller customers whose loads do not justify the expense of TOU metering and, in many cases, will not willingly accept the added administrative complexities. **The Province will direct the Crown utility to produce and file time-of-use rates with the Board by autumn 2002.**

A declining block rate is available to "all electric", general service customers in New Brunswick. This provides electricity at a lower rate for purchases above a minimum monthly amount and sends inappropriate price signals that reward higher energy consumption. Other competing jurisdictions have moved away from declining block rate pricing, which is consistent with ensuring the customer is more clearly aware of the appropriate market price signals. **The Province will direct the Crown utility to examine removal of the declining block rate and investigate how this would impact upon existing customers.**

3.4.4.3.2. Cogeneration

Cogeneration systems can yield significant thermal-electric efficiencies of 75% or more compared with conventional central generating facilities' efficiencies of 30 to 38%. As such, cogeneration and non-utility generation in general could prove to be an important component of the energy efficiency strategy. Provincial policy regarding such installations is discussed in Sections 3.1.4 and 3.5.4 of this document. **The Province will promote cogeneration as the most energy efficient electricity generation option.**

3.4.4.3.3. Fuel Switching

Many end use applications of energy, such as heating and hot water, can be provided through competing energy forms including electricity, oil or natural gas. The efficiency of energy end use can vary significantly, depending on the energy source and conversion technology employed. For example, electric heat produced from a conventional thermal power plant is delivered at an end use efficiency of approximately 30%, and from a combined cycle natural gas plant at approximately 45%. In comparison, the end use efficiency of heating oil and natural gas utilized in a high efficiency furnace, on site, is at least 75%. These improvements in energy efficiency can result in significant emission reductions, particularly for applications using natural gas, which is the cleanest burning fossil fuel available. Fuel switching is also a means of smoothing the load curve and can play a significant part in avoiding higher cost electricity generation. **The Province will work with distribution utilities to develop a fuel switching strategy as part of the energy efficiency strategy**.

3.4.4.3.4. Demand Side Management

A fundamental shift associated with competition is the belief that markets, not government regulators and utility monopolies, should be responsible for making future energy production and consumption decisions. With the advent of competition there has been a visible transition from the era of utility-managed/government regulated supply planning procedures, typified by Integrated Resources Planning, to market-based, supply decision-making led by merchant generators at risk for their investments. On the

demand side of the equation, some have also suggested that the market, not government regulators, should make the decisions about energy efficiency investments and services. Others have asserted that many of the benefits achieved in utility demand side management ("DSM") programs would be lost (thereby becoming stranded benefits) without a continuing commitment and significant market intervention.

One area of agreement seems to be that market-driven energy efficiency, or "competitive DSM", should play a more significant role than was previously the case. Some key features of the competitive DSM model include:

- Real-time retail pricing that enables customers to view and react to changes in actual wholesale market prices;

- Real-time price signals regarding the cost of transmission and distribution service, particularly during periods when demand is close to exceeding the available transmission and distribution capacity;

- Real-time metering and/or load control devices which enable end-use customers or their suppliers/aggregators to curtail load;

- Demand-side bidding by wholesale market participants that would allow consumers, demand aggregators or other load serving entities to modify customer demand during peak periods and thereby avoid energy purchases when the cost exceeds the value to the end-use customer. In such instances the customer may have preferable alternatives to accepting high cost power such as fuel switching, on-site generation, or shifting energy use to other time periods;

- An increasing role for energy service companies and retail suppliers in providing customers with efficiency and load management services by bundling them with energy supplies sold to customers.

The initial development of competitive wholesale markets, particularly in the U.S., has strengthened the view that demand-side bidding is not only a good way to preserve an important public good, but is also essential in maintaining a well-functioning wholesale market. When supplies are stretched to the limit in meeting demand and price competition appears to be anemic, active demand-side resource participation can help to restore market balance, moderate wholesale prices, and help ensure the reliability of the grid.

To date, there are encouraging signs that retail energy suppliers and demand aggregators will bundle a variety of energy efficiency services with the energy commodity to attract and retain customers. However, few of these bundled efficiency service offerings have gone beyond large commercial/institutional customers to small commercial/institutional and residential customers.

In the post-restructuring world, utilities have reoriented their programs towards market transformation and finding the most efficient means of service delivery to the customer, involving collaboration with other utilities, non-profit organizations, trade associations and government. Collaborative programs can achieve far greater economies of scale and scope than individual demand side management programs offered by a single utility. Consequently, **the Province will examine the role of a collaborative demand-side management program in moving toward full retail competition.**

3.5 ALTERNATIVE ENERGY

3.5.1. BACKGROUND

Unlike fossil fuel combustion and nuclear fission, renewable energy sources are virtually inexhaustible and replenished through natural processes. Alternative energy, particularly in the form of renewable biomass, already plays a significant role in New Brunswick's energy mix. Biomass accounts for 15% of the total primary energy demand in the province. This includes 481,000 cords (589,000 tonnes) of round wood used for heating in the residential sector, 18,000 tonnes of wood residue consumed by hospitals and 2.5 million tonnes of wood residue and spent pulping liquor used for process heat in the pulp and paper industry.

Typical alternative energy sources and technologies in use worldwide today include:

- **Biomass energy:** includes wood, and wood waste/residue and agricultural waste, alcohol based-fuels, municipal solid waste; methane gas from solid waste landfills and sewage treatment, and cultivated energy crops;

- **Geothermal energy:** uses the heat in the earth's crust (steam or hot water) or thermal gradients below the ground surface (ground source heat pumps);

- **Hydroelectric and tidal power:** uses flowing water to spin turbine generators that produce electricity or mechanical power;

- **Solar energy:** provides direct space heat and hot water, or it can be converted to electricity with photovoltaic ("PV") cells or a solar-thermal steam turbine;

- **Wind energy:** provides electricity by turning large blades connected to a generator;

- **Fuel cells:** a self-contained unit that chemically process fuel to produce electric power; and

- **Micro-turbines:** consists of small-sized combustion turbine generators.

Over the past 20 years, great technological advances have been made in reducing the costs of non-hydro renewables such as wind and solar which in some instances have declined to one-fifth their earlier costs per kilowatt-hour ("kWh"). Today, wind projects sited in the best locations can produce electricity at costs comparable to many conventional plants, at 6-7 cents per kWh. Similar advances are being realized with the development of alternative energy fuel cells, which are a clean and efficient means of producing off-grid electricity and motive power. Although fuels used in fuel cells are not necessarily renewable, they do offer many of the benefits of renewable technologies, such as reduced environmental impact, and a significant opportunity for application on a distributed basis which would reduce loses and can lead to higher overall efficiencies.

Despite the tremendous progress for renewable and alternative technologies, they typically have higher capital costs per kW and higher average costs per kWh than the

most competitive conventional technologies, such as combined cycle gas-fired electric plants with average cost of production at 4 to 5 cents per kWh. In addition, because renewable and alternative technology projects tend to be capital intensive (albeit with lower operating costs), financiers of merchant plants, who typically seek target returns in an 8 to 10 year time horizon, often do not give full value to the long-term operating benefits of renewable and alternative technology projects.

3.5.2. BENEFITS OF ALTERNATIVE / RENEWABLE ENERGY

Renewables are generally very clean sources of energy, although they can result in a number of environmental impacts.[22] Increasing the use of renewables can diminish a host of environmental problems such as air pollution, solid and hazardous waste, and water pollution. In particular, renewable energy can lessen the effects of acid rain, ground-level ozone, regional haze, particulate matter, and the threat of climate change. Several renewable technologies, such as wind power, hydroelectric power and solar power, produce no air emissions. Biomass-powered facilities, with properly managed cultivation and harvest practices, contribute no net greenhouse gas emissions.

Renewable resources are far less burdensome on water resources as well. Solar and wind power consume no water at all. Hydroelectricity harnesses (but does not consume) the power of flowing water, without introducing pollutants or waste heat to water resources. In addition, hydroelectric facilities often provide other benefits such as flood control, drinking water supplies, and recreational opportunities. Biomass often uses water in the power production steam cycle but unlike fossil fuel power, does not threaten water supplies from inadvertent petroleum spills. With regard to solid and hazardous waste, renewable energy is significantly better for the environment. Solar, wind and hydroelectric power production results in no waste materials at all.

Renewable energy technologies provide a number of important economic benefits as well. By expanding the diversity of the province's fuel mix, renewables reduce dependence on traditional fossil fuels and the associated exposure to fuel price fluctuations. In addition, since economies of scale are achieved at relatively small plant sizes for several renewable technologies, such units can be tailored to load growth and may be more easily distributed geographically, helping to reduce transmission and distribution system bottlenecks and losses. Biomass technologies have also been shown to result in significant local employment.

3.5.3. MARKET DEMAND FOR GREEN POWER

While a key motive behind restructuring of the electricity industry is to reduce electricity prices, it has also seen the rise of product differentiation in the marketplace and creative marketing strategies. A number of retail suppliers are currently offering customers clean and renewable sources of power, often called "green" power. [23] Consumer research in

---

[22] Despite numerous environmental benefits, some renewable projects have faced strong opposition by host communities on environmental grounds such as impaired viewscapes and harm to birds by wind farms, and harm to spawning fish by hydroelectric facilities.

[23] Green power can be defined in a number of different ways, leading industry participants to call for labeling of green power. According to Environment Canada's Environmental Choice program, "green

the U.S. shows that, on average, 70% of residential consumers indicate a willingness to pay at least $5 per month more for electricity from renewable sources; 38% are willing to pay at least $10 per month more; and 21% report willingness to pay at least $15 per month more.[24]

Market experience to date bears out a preference among a significant segment of consumers for green energy. While only 2% of customers in California have chosen to switch to competitive suppliers from their incumbent utility, virtually all of the residential customers that have switched are purchasing some form of green power. However, to some extent this has been driven by a generous state subsidy for the purchase of renewable energy equal to 1.5 cents per kWh. In Pennsylvania, where 20% of eligible customers have chosen a competitive supplier 15% of this group has chosen a "green power" supplier. Similar results have been reported in other states now open to full retail competition.

3.5.4. ADOPTION OF ALTERNATIVE ENERGY TECHNOLOGY

3.5.4.1. Research and Development Opportunities

New Brunswick has important research and development capabilities in the area of alternative and renewable energy. The Energy Conversion Engineering Group (University of New Brunswick) and the Research Center for Energy Conversion (l'Université de Moncton) have made considerable progress in the development of ground source heat pumps. The Research Group on Thin Films and Solar Energy (Université de Moncton) is active in photovoltaic research and development. In addition, the Centre de génie éolien (Wind Power Engineering Centre) at l'Université de Moncton is active in the field of wind energy. **The Province will continue to promote research and development in renewable/alternative energy, and related economic development opportunities**.

3.5.4.2. Demonstration Projects

The Province will look for opportunities to undertake demonstration projects that showcase the benefits of renewable and alternative technologies and that help jumpstart the market to manufacture, sell and maintain renewable and alternative technologies. Examples include solar wall systems for preheating ventilation air, fuel cells and micro-turbines. In addition, emphasis will be placed on expanding the use of renewables and alternative technologies for off-grid applications such as communications, lighting and public safety equipment, where renewables and alternative technologies, particularly photovoltaics and fuel cells, are likely to be a cost-effective option.

---

power" refers to wind, solar, landfill gas, sewage digester gas, small run-of-the-river hydroelectricity, and biomass power sources that have superior environmental performance.

[24] Barbara C. Farhar, Ph.D., *Willingness to Pay for Electricity from Renewable Resources: A Review of Utility Market Research*, National Renewable Energy Laboratory, July 1999.

3.5.4.3. Promotion and Development of Bio-fuels

Alcohol is a low emissions fuel that can displace a portion of gasoline volumes without special modifications to engines if used as a blend. The potential production and use for ethanol and other alcohols as a fuel and/or fuel additive has been evaluated a number of times in New Brunswick.

Ethanol production using agricultural feedstock has not proven to be a feasible option in New Brunswick due to an agricultural base which is not sufficiently large to support an ethanol plant of the scale necessary for economic viability. The emerging technology of converting lignin and cellulose (wood products) to ethanol has been monitored and is showing promise for New Brunswick.

On the demand side, the most immediate market for alcohol would be as a gasoline additive to replace more environmentally controversial petroleum-based octane enhancers. Alcohol blended with gasoline of 10% or higher is common throughout North America.

The Province will work with the federal government to closely monitor progress in alcohol production technology and examine the potential for production and use of alcohol as a transportation fuel and/or fuel additive in New Brunswick. If the technology offers sufficient potential, the Province will work with industry to seek strategies for demonstrating the feasibility and potential benefits of the use of ethanol as a gasoline additive.

3.5.4.4. Small-Scale On-Site Electricity Generation

Environmentally sound, small-scale electricity generation technologies such as solar, wind, biomass, and fuel cells can help increase the efficiency of energy production and use in New Brunswick. However, there are many barriers, including metering and interconnection issues that prevent such technologies from gaining more widespread use and acceptance. These technologies have a role to play in the competitive market. **The Province will direct the market design committee to review and make recommendations on the role and treatment of small-scale, on-site electricity generation.**

3.5.4.5. Green Pricing

Green pricing is the opportunity for electric utility customers, who do not have retail choice, to support a greater level of investment in new renewable or "green" power resources relative to the traditional mix of resources offered by the utility. To date more than 50 utilities, including several in Canada, have offered green pricing programs. There have been two basic types of programs offered: capacity-based and energy-based. With a capacity program, the utility offers the customer the option to select the number of renewable capacity "blocks" (typically 100 watts per block) they would like to fund. Monthly premiums range from $2.50 to $6.50 per 100-watt block. The customer's green price premium is based solely on the number of blocks selected by the customer, not on usage. Energy-based programs allow the customer to choose the percentage of kilowatt-hours consumed that support green energy. Usage-based green price premiums range from 0.5 to 5 cents/kWh. In effect, either the capacity- or energy-based program allows the customer to select the desired shade of "green."

Given the importance of introducing new renewable technologies to the province and the potential interest of customers in supporting renewables, **the Province will require the Crown utility and other distribution utilities in the province to develop a green pricing option and market it to interested customers**. Subsequently, **the Province will direct the Crown utility and other distribution utilities to use any funds derived from a green pricing option to promote the development of renewable technologies in New Brunswick.**

3.5.4.6. Renewable Portfolio Standard

In the U.S., twelve states have adopted some form of Renewable Portfolio Standard ("RPS"). A RPS is a requirement that a minimum percentage of a retail supplier's energy portfolio be from qualifying renewable energy sources. The definition of an "eligible renewable resource" varies from state to state; some include hydro and others do not, some focus on new and existing resources while others focus only on new resources. Another difference is how compliance is verified; some states are using a certificate-based approach where generation attributes are traded in a secondary market, separate from the electricity commodity. Other states are using contract-path tracking in which the electricity and its attributes are bundled together and can't be traded separately. There is a proposal for a 7.5% national RPS as part of its restructuring legislation, which has not yet been passed by the U.S. government.

New Brunswick currently uses a relatively high proportion of renewable energy, with 15% of primary energy demand from renewable energy sources (Table 3.5.4).

Table 3.5.4: 1998 Primary Energy Demand by Energy Source

Fuel Type	Primary Energy Demand	
	Canada	New Brunswick
Oil	33%	65%
Natural Gas	30%	0%
Coal	10%	13%
Hydro	9%	3%
Nuclear	9%	4%
Renewables	**6%**	**15%**
Natural Gas Liquids	3%	negligible
TOTAL	100%	100%

Source: Statistics Canada 57-003, QIV

Accordingly, **the Province will monitor the development of Renewable Portfolio Standard programs in other jurisdictions and assess the benefits for New Brunswick.**

3.6 ENVIRONMENTAL CONCERNS

3.6.1. BACKGROUND

Energy consumption and the resultant atmospheric emissions are significant contributors to current environmental issues before the province. New Brunswick's geographic location downwind of densely populated and industrialized areas of the United States and Canada has lead to the province playing an active role in handling many air pollution issues. By responsibly managing emissions from its own sources, New Brunswick has been able to leverage significant upwind emission reductions through a series of national and international agreements.

While SO_2 emissions have been reduced significantly in New Brunswick and across Eastern North America, continuing health and environmental studies clearly indicate that further reductions are needed. At the same time, these studies also indicate that many other emissions associated with energy consumption need to be further controlled. All this is occurring at a time when climate change, driven mainly by world-wide reliance on carbon based energy supply, is becoming more clearly recognized as a challenge for today's energy planners.

While air quality is perhaps the dominant environmental issue associated with energy use, there are others including surface and groundwater quality, land use, and habitat destruction. In an effort to control soil and groundwater contamination, New Brunswick has developed one of the most comprehensive underground storage tank replacement programs available. The Province has also been involved in mitigating the effects of acid mine drainage related to the mining of indigenous coal, and working with other agencies to address safe storage of spent nuclear fuel. To deal with the more general issues surrounding energy development projects, the Province administers an Environmental Assessment Regulation and maintains cooperative agreements with the federal government.

Environmental issues associated with energy use are discussed below, followed by a discussion of energy-related actions that will be taken to mitigate their effects on the environment.

3.6.2. KEY ENVIRONMENTAL ISSUES

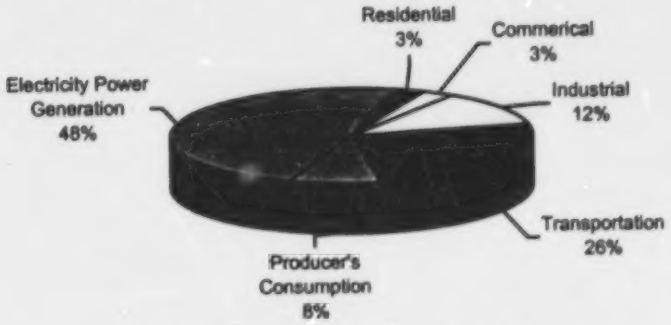
The inextricable link between energy use and its effect on the environment has long been acknowledged. As such, **the Province will ensure policy integration between New Brunswick's energy and environmental objectives.**

New Brunswick has recognized for many years that preservation and enhancement of environmental quality requires not only stewardship within the province, but also by upwind provinces and states. For example, New Brunswick cannot solve its problems related to acid rain, ground-level ozone (smog) and mercury deposition alone, but must work together with other provinces and states. Climate change has the broadest context of any environmental issue facing New Brunswick in that climate change impacts felt in New Brunswick are identical, regardless of whether greenhouse gas

("GHG") emissions occur in New Brunswick or elsewhere in the world. **The Province will continue to actively work with the federal government, the Conference of New England Governors and Eastern Canadian Premiers, and other organizations to address trans-boundary and global air emission issues.**

3.6.2.1. Climate Change

Carbon dioxide emissions represent the greatest contributor to climate change. Fossil fuel consumption is by far the largest contributor of CO_2 concentrations in the atmosphere. In New Brunswick, electricity generation produces the most significant proportion of CO_2 emissions, followed by transportation (Figure 3.6.2(a)).



Source: Statistics Canada No. 57-003

Figure 3.6.2 (a): New Brunswick CO_2 emissions, 1998
Total = 18.1 million tonnes

Addressing the causes of climate change is a global environmental issue. In 1992, Canada ratified the Framework Convention on Climate Change to stabilize emissions of GHGs at 1990 levels by the year 2000. In 1997, Canada signed, but has not yet ratified, the Kyoto Protocol which commits Canada to reduce GHG emissions to 6% below 1990 levels by 2008 – 2012. Attainment of Kyoto commitments will be very challenging for Canada, given current forecasts that show national GHG emissions growing by 1.6% annually through 2010.

New Brunswick and the other provinces have joined the federal government in developing a National Implementation Strategy to be used as a framework for action before ratification of Kyoto protocol occurs. The Strategy incorporates a three-year rolling business plan, with the initial focus on building awareness and understanding, promoting technology, leading by government example, and encouraging private action. In doing its part toward developing a National Implementation Strategy, **the Province will produce a provincial Climate Change Action Plan.**

There is a wide range of programs that can be pursued in New Brunswick, in line with a provincial Climate Change Action Plan. The comprehensive Plan will include measures to mitigate and adapt as well as to reduce GHG emissions. An important component of the Plan will be a public education outreach program. Activities in this regard will commence immediately. For example, the Province is hosting the New England Governors and Eastern Canadian Premiers ("NEG/ECP") Climate Change Workshop in

March 2001. The workshop will focus on issues common to the Northeast region and will set the stage for a NEG/ECP Action Plan on Climate Change.

Further examples of actions being considered or undertaken in New Brunswick include expansion of the natural gas infrastructure, establishment of appropriate energy price signals and promotion of energy efficiency. Finally, the Province will need to make efforts in adapting to the changing climate in areas such as emergency response, agriculture, forestry, and coastal regions.

New Brunswick's energy efficiency strategy, as described in Section 3.4.4 of this document, will be the core contribution to the provincial Climate Change Action Plan to combat greenhouse gas emissions.

New Brunswick believes that adequate federal resources must be provided to assist the Province in the analysis of the impact of climate change on the environment and the economy, as well as the impact of implementing measures to reduce GHG emissions. **The Province will pursue a federal-provincial framework agreement to help focus policy and resources on the issue of climate change.**

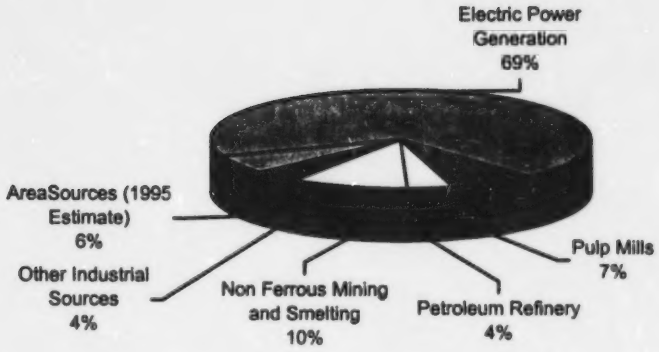
3.6.2.2. Acid Rain

Acidification of surface water bodies, forests and agricultural soils, and damage to flora and fauna led to a series of programs to reduce acid deposition. The 1985 Eastern Canada Acid Rain Program achieved sulphur dioxide ("SO_2") emissions reduction of greater than 50%, relative to 1980 levels.

Research shows that substantial additional reduction of SO_2 and nitrogen oxides ("NO_x") emissions in Canada and the U.S. are needed to bring acid deposition to safe thresholds. The development of "The Canada-Wide Acid Rain Strategy for Post-2000" was co-chaired by New Brunswick and Canada. The negative impact that these pollutants have on respiratory health and the importance of NO_x as a contributing hazard have been key drivers for further restrictions in acid deposition.

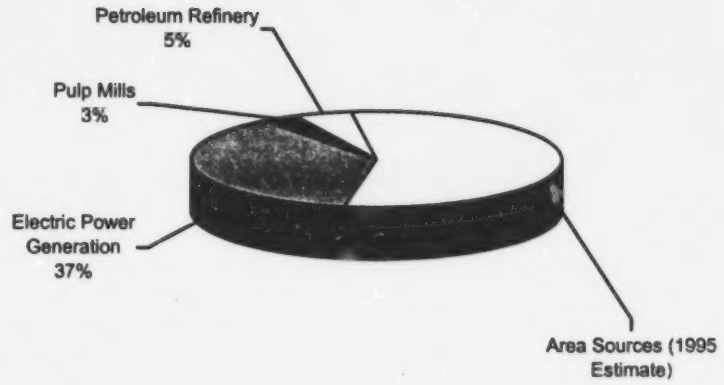
In New Brunswick, the major source of SO_2 emissions is electric power generation (Figure 3.6.2 (b)), while area sources (motor vehicles) and electric power generation together account for 92% of all the NO_x produced (Figure 3.6.2 (c)).

The Conference of New England Governors and Eastern Canadian Premiers adopted an Acid Rain Action Plan in 1999 to reduce acid deposition in the region by 50% beyond existing mandates. Under the Canada-wide Acid Rain Strategy of Post-2000, Quebec is reducing its SO_2 emissions by an additional 40% by 2002 and Ontario is targeting a 50% cut by 2015. New Brunswick will further reduce both SO_2 and NO_x emissions.



Source: Government of New Brunswick, unpublished data

Figure 3.6.2 (b): New Brunswick SO_2 emissions, 1998
Total = 133,485 tonnes



Source: Government of New Brunswick, unpublished data

Figure 3.6.2 (c): New Brunswick NOx emissions, 1998
Total = 71,600 tonnes

3.6.2.3. Canada Wide Standards ("CWS")

In 1998, New Brunswick signed an accord on Environmental Harmonization with the Canadian Council of Ministers of the Environment (CCME) as a mechanism to set priorities and develop a host of new environmental standards in a consistent manner across the country. Initial priority has been placed on ground-level ozone (smog), mercury, fine particulate matter, dioxins and furans. New Brunswick is unique in that it is the only province which must, by legislation, consult with the public before adopting such standards.

The Saint John area is one of three regions in Canada that has occasional ground level ozone readings in excess of the current national objective. Air monitoring data indicates that a substantial portion of the ozone problem stems from trans-boundary pollution flows. In 1991, Canada and the U.S. signed an agreement affirming the need for cooperation to reduce trans-boundary air pollution. On October 13, 2000, the countries agreed on a specific Annex on Ground Level Ozone to reduce substances that contribute to this pollution in New Brunswick from upwind areas in the United States, Ontario and Quebec. The CWS for ozone recognizes the continuing role of trans-boundary pollution.

Fine particulates have been the subject of recent regulatory concern under the CWS and new ambient air quality standards in the U.S. Research points to a significant number of premature deaths being caused by inhalation of fine particulates. Mercury is a neurotoxin associated with coal combustion and incineration.

The Province will continue to monitor the effect of SO_2 (acid rain) and NO_x (ozone) emission reduction plans under the Canada – United States Agreement and the impacts that other Canada Wide Standards will have on the energy industry.

3.6.2.4. Electric Power Generation Facilities

Within the time frame of this policy, fundamental operating decisions will have to be made on two generation facilities in New Brunswick, the Point Lepreau nuclear generating facility and Grand Lake station. Decisions made on these and other generating facilities will have significant environmental implications for the province.

Approximately 300,000 tonnes of coal were mined in New Brunswick in 2000. Half of this amount was transported to the Belledune power plant where it was mixed with low sulphur coal and the emissions captured by flue-gas desulphurizaton equipment (scrubber). The remainder was burned at the Grand Lake power plant, which is equipped only with particulate control. In 1998, SO_2 emissions at the 60 MW Grand Lake Station were 22.5 kilotonnes or about 23% of total Crown utility emissions. The very high relative emissions from this facility reflect the use of Grand Lake coal (8% sulphur with high ash and mercury content) and the absence of flue gas desulphurization. The Crown utility has announced that shipments of coal from Grand Lake to the Belledune coal-fired generating station will be stopped in 2001 and the Grand Lake generating station is nearing the end of its economic life.

The Point Lepreau nuclear generating station is an extremely important component in the Crown utility's emission control program, as its operation produces negligible air emissions, emitting no CO_2, NO_x, SO_2 or particulates. Although Point Lepreau comprises 18% of the Crown utility's capacity, it produced 30% of the utility's output in 1999, with a load factor of approximately 75%. A report by Hagler-Bailly in 1998 concluded that a substantial capital improvement project would be required by 2008 to maintain the unit in operation into the future.

While economics will no doubt drive decisions, **the Province will evaluate environmental and economic considerations when reviewing the future direction of any electric power generation facility in New Brunswick.**

The need for safe, permanent storage of spent nuclear fuel and radioactive waste is a continuing environmental concern. Fuel at Point Lepreau is stored in temporary, on-site facilities while the federal initiative to find a permanent storage site for spent fuel continues. **The Province will continue to work with the Crown utility and federal and other provincial governments to identify appropriate options for storage of high and low level nuclear wastes.**

3.6.3. MITIGATIVE MEASURES

Presented below are some example of action items that are designed to mitigate a number of the emerging issues identified above and respond to other environmental issues that stem from energy use or production.

3.6.3.1. Emissions Trading

Under the 1985 Eastern Canada Acid Rain Program, New Brunswick proposed and implemented a 175-kilotonne SO_2 cap that took effect in 1994. Under this cap, the Crown utility has its own cap of 123 kilotonnes, with other large industrial sources making up the balance. The existing acid rain program offers some limited flexibility for entities like the Crown utility to shift emissions between plants, provided fuel sulphur limits are observed and provincial ambient standards for SO_2 are met. However, the program is not a "cap and trade" program which grants allowances to sources and allows trading among sources to facilitate economical compliance costs.[25]

Under the Canada-Wide Acid Rain Strategy for Post 2000, New Brunswick has adopted a new SO_2 reduction target. This is an opportune time for New Brunswick to consider both the amount of reduction as well as the merits of a cap and trade program to make the reduction economically efficient as well as protective of public health and the environment. The Acid Rain Program in the United States relies on a cap and trade program that has proven highly effective and efficient. One recent study found that the ability to trade among sources reduced compliance costs by 13% in 1995 with expected savings growing to 37% by 2005.

---

[25] Cap and trade programs are receiving increased application across North America. Under a cap and trade program emissions from sources are limited to a specific level, generally at a level which requires meaningful reductions in emissions. The level of the cap is determined by the amount of emissions that are allocated to existing sources of emissions. These sources are then free to trade their emission allowances such that sources which can implement emission control techniques at relatively low cost can over control and sell their allowances to other sources that have higher control costs.

At the same time, the ozone agreement and the response to climate change will lead to additional emission reduction requirements. Greenhouse gas emissions trades may be even more appropriate for such a program. **The Province will explore opportunities for and implications of the development of a cap and trade program for all air emissions**.

3.6.3.2. Natural Gas

The introduction of natural gas to New Brunswick offers many opportunities for environmental benefits that may be realized with the displacement of higher carbon fuels currently used. However, capital costs to extend lines or for customers to purchase gas-burning equipment may be an obstacle for the Province to realize the full benefit of this fuel.

3.6.3.2.1. Emission Reduction Credits for Natural Gas Conversions

One means of facilitating new investment in natural gas distribution facilities and equipment would be to allow entities subject to the SO_2 cap to receive SO_2 emission credits for making investments that reduce the use of SO_2-emitting fuels such as fuel oil and coal. For example, if an industrial company paid 100% of the cost to convert a large furnace from oil to gas, the company could be entitled to receive SO_2 emission reduction credits. **The Province will consider expanding any cap and trade programs established in New Brunswick to include credits for all emission reductions resulting from natural gas conversions.**

3.6.3.2.2. Natural Gas Vehicles

Emissions from natural gas vehicles ("NGV"s) are much lower than those from gasoline-powered vehicles. Natural gas vehicles also emit 20% less greenhouse gases and a fraction of the air toxins relative to gasoline vehicles. These emissions reductions are due to two factors: the cleaner burning nature of natural gas as a vehicular fuel and the fact that dedicated NGVs produce little or no evaporative emissions during fuelling and use.

Natural gas vehicles may help the market reach sufficient critical mass to facilitate more widespread or accelerated introduction of natural gas service in the province. Each NGV is the equivalent of a residential heating customer, except that the load is relatively constant throughout the year.

There are, however, several significant barriers to natural gas vehicle market success. Natural gas vehicles typically cost more than conventional vehicles and have a lower range and route limitations based on the location of refuelling stations. There is also a "chicken and egg" phenomenon whereby consumers will not purchase NGVs if there is no refuelling infrastructure in place, and infrastructure providers are reluctant to build refuelling facilities without an ample NGV market. Nonetheless, experience in other parts of North America has indicated that some large fleet owners, including governments, have made significant investments in these vehicles and fuelling structures.

The Province will evaluate a range of options to promote the use of low emission vehicles, such as those using natural gas. Options may include Government

procurement of vehicles and fuel facilities, especially for fleet applications, and incentives for NGV purchase, fuelling station development and/or NGV fleet development.

3.6.3.3. Bio-Fuels

Wood is a renewable resource as it can be naturally replenished to keep pace with usage. Wood burning emits no net carbon, because the CO_2 emissions from combustion are taken up by new growth, if the resource is sustainably managed.

Wood has long been used as a fuel in New Brunswick and there is a significant amount of economic activity associated with wood production and distribution. However, New Brunswick wood resources are limited and appear to be fully utilized in some areas of the province. For these reasons, New Brunswick supports the use of wood in high value applications.

Wood burning can produce adverse indoor and outdoor air quality such as smoke, soot and carbon monoxide that can be unpleasant or even life threatening. By selecting the appropriate, low-emission wood burning equipment, and maintaining it properly, these problems can be diminished. Certified clean burning equipment, approved under provincial regulations (CSA B415 performance standard), or by the U.S. Environmental Protection Agency (EPA) reduce smoke emissions by as much as 90% compared to conventional wood-burning equipment. **The Province will require all new wood burning appliances installed in New Brunswick to meet the CSA standard.**

In the past decade, significant advances have been made in low-emission and high efficiency stoves, furnaces and fireplaces. However, the cost of retrofitting existing applications may be a barrier for some homeowners and other users. **The Province will evaluate several options designed to overcome barriers and promote the adoption of appropriate bio-fuel technologies**. Options may include:

- Establishment of minimum performance levels for wood stoves;
- Provision of public information about the benefits of clean burning equipment, and how to select the right equipment for the particular end-use; and
- Replication of a wood stove exchange program to encourage use of higher efficiency wood stoves.

3.6.3.4. Preparation for Competition in Electricity Export Markets

With the introduction of electricity competition, environmental standards that have been or are being adopted for fossil fuelled generation plants in Canada and the United States will present both risks and benefits to New Brunswick. To the extent that such standards reduce emissions affecting New Brunswick's environment, they are clearly beneficial. Conversely, they could have adverse economic impacts if reciprocity agreements require New Brunswick generators to meet environmental standards in order to avoid negatively impacting their ability to export electricity. Such standards could be onerous for some facilities. However, the installation of modern emission control equipment on its fossil fuel plants has place New Brunswick in a reasonably good position. An agreement has been reached to reduce SO_2 and NO_x emissions from Coleson Cover over the next five years. A decision on the future of the Grand Lake plant will need to be made in the near future.

New Brunswick will participate in development of environmental standards and will ensure that any such decisions are consistent with real environmental requirements. **The Province will monitor and work closely with provincial and U.S. state officials to influence outcomes and ensure that any standards or programs adopted are consistent with New Brunswick's environmental requirements and the commitment to maintaining competitive access to export markets.**

4.0 MEETING THE ENERGY POLICY GOALS

The White Paper describes the framework for a provincial energy policy that will guide New Brunswick through 2000-2010. The five energy policy goals upon which objectives were developed are to:

1. ensure a secure, reliable and cost effective energy supply for residential, commercial and industrial users,
2. promote economic efficiency in energy systems and services,
3. promote economic development opportunities,
4. protect and enhance the environment, and
5. ensure an effective and transparent regulatory regime.

This section contains a compilation of the actions that will be undertaken to achieve the energy policy goals, as identified in bold typeface throughout the document. The section in which the objective is discussed in the White Paper appears in brackets.

4.1 ELECTRICITY

The Province accepts the Select Committee recommendation and will proceed with a deliberate and controlled approach by introducing wholesale competition and allowing non-utility generation and retail competition for large industrial customers, while waiting until conditions prove more favourable before permitting full retail competition (3.1.2).

The Province will establish a market design committee to address development of the electricity market including its design, structure and rules, and make recommendations to the Province by April, 2002 (3.1.2).

The Province will target implementation of wholesale competition by April, 2003 (3.1.3.1).

The Province will require wholesale participants that reduce their firm load on the Crown utility's system to levels that are below their calendar year 1999 load, to be assessed an exit fee or other equivalent charge, approved by the Board (3.1.3.1).

The Province will direct the market design committee to make recommendations regarding requirements for market surveillance and issues related to establishing a workably competitive electricity market (3.1.3.2).

The Province will direct the Crown utility to seek options for resolving physical limitations to participation in neighbouring markets through increased transmission capacity (3.1.3.2.1).

The Province will direct the Crown utility to continue to pursue discussions with neighbouring jurisdictions regarding the formation of a regional transmission

organization or other mechanisms that enhance the overall level of access among these systems (3.1.3.2.1).

The Province will continue to carefully monitor emerging market compliancy issues, particularly as they relate to Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") requirements (3.1.3.3).

The Province will examine the issue of establishing a level playing field between the Crown utility and other market participants over the next two years and will ensure that this does not impede the development of a competitive wholesale market (3.1.3.4).

The Province will direct the market design committee to consider reliability of supply for New Brunswick in its market design recommendations (3.1.3.5).

The Province will introduce wholesale competition by permitting the distribution electric utilities to procure power in the competitive market by a target date of April, 2003 (3.1.3.6).

The Province will require distribution electric utilities to file their rates and all long-term contracts with the Board (3.1.3.6).

The Province will allow no new distribution electric utilities in New Brunswick at this time and will limit existing distribution utilities to their current service territory (3. 1.3.6).

The Province will table amendments to the *Electric Power Act* which will include removal of current restrictions on the construction of generation facilities (3.1.4).

The Province will empower the Board to approve merchant plant transmission system interconnection requirements and transmission system use under a regulated, open access tariff (3.1.4.1).

The Province will require self-generators that reduce their firm load on the Crown utility's system to levels that are below their calendar year 1999 load to be assessed an exit fee or other equivalent charge, approved by the Board (3.1.4.2).

The Province will empower the Board to approve charges for ancillary services, transmission charges and, until there is workable competition, standard offer backup service (3.1.4.2).

The Province will direct the market design committee to examine means by which rate shock to existing self-generators can be avoided (3.1.4.2).

The Province will direct the distribution utilities to make customers more aware of actual prices and conditions in the market place (3.1.5).

The Province will allow large industrial customers, i.e., all industrial customers with a minimum contract demand of 750 kW that are connected to the transmission system, to select a competitive retail supplier, with the target date for implementation of large industrial competition being April, 2003 (3.1.5.2.1).

The Province will require large industrial customers that reduce their firm load on the Crown utility system to levels that are below their calendar year 1999 load, to be assessed an exit fee or other equivalent charge, approved by the Board (3.1.5.2.1).

The Province will direct the market design committee to make recommendations for mitigation of market power in the context of the wholesale and large industrial retail electricity market such that the target implementation date can be achieved (3.1.5.2.1).

The Province will not move directly to full retail competition but will revisit the merits of introducing retail competition for smaller customers every two years or following pre-specified trigger points or events (3.1.5.2.2).

The Province will entitle all customers that do not select a competitive supplier to standard offer service under regulated prices and terms that are consistent with the service they now obtain (3.1.5.3).

The Province will evaluate alternatives for reducing the costs of introducing full retail competition in New Brunswick (3.1.5.4.1).

The Province will direct the Crown utility to eliminate, over time, cross-subsidization between customer classes to gradually provide rates that are within a range of 95 to 105% of the actual cost of providing the service (3.1.5.4.2).

The Province will give the Board the authority to monitor the competitiveness of the wholesale market and ensure that the Crown utility is unable to exercise market power (3.1.6.1).

The Province will direct the Board to regulate the open access transmission tariff (3.1.6.1).

The Province will direct the Board to adopt a light-handed, performance-based method of regulation (3.1.6.1).

The Province will mandate the Board with administrative oversight regarding reported abuses of the Crown utility's code of conduct and administration of its real time information system and violations of its open access tariff (3.1.6.1).

The Province will empower the Board with the responsibility of approving ancillary services charges and making determinations regarding stranded costs (3.1.6.1).

The Province will empower the Board with the authority to initiate a distribution utility rate review upon the complaint of a customer or under its own initiative (3.1.6.1).

The Province will require that distribution rates automatically be subject to Board review when rate increases in any customer class exceed an amount set by regulation (3.1.6.1).

The Province will impose a policy of user-pay with respect to recovery of stranded costs associated with the introduction of wholesale competition, non-utility generation and

retail competition wherever feasible and in a way that does not unnecessarily impede the development of a vibrant wholesale and retail market (3.1.6.1).

The Province will direct the market design committee to examine and make recommendations regarding the need for reciprocity requirements in its design of the New Brunswick market (3.1.6.2).

4.2 NATURAL GAS

The Province will encourage rapid economic development of the natural gas infrastructure, making gas as widely available as is economically justified and in a manner that maximizes benefits to the citizens of New Brunswick (3.2.1).

The Province will continue to actively participate at future regulatory board energy hearings (3.2.2.1).

The Province will encourage discussions among potential natural gas customers, industry participants and other agencies which could result in sufficient load to anchor a lateral (3.2.2.1).

The Province will look for opportunities to form partnerships with the private sector and the federal government to secure funding that will provide leverage for natural gas infrastructure development and system expansions (3.2.2.1).

The Province will direct all franchise fees to help defray the expenses of the Board, particularly for costs associated with pipeline safety (3.2.2.1).

The Province will provide ongoing assessment of Enbridge Gas New Brunswick's progress and compliance with their proposal (3.2.2.1).

The Province will reassess the *Gas Distribution Act, 1999* to identify any areas where it might be amended to improve the effectiveness of the competitive natural gas retail market (3.2.2.2).

The Province will continue to explore opportunities for the development of natural gas storage facilities by the gas industry (3.2.2.3).

The Province will continue to offer and actively support training programs in community colleges to ensure that the infrastructure to assist the installation and maintenance of systems that burn gaseous and liquid fuels is in place (3.2.2.4).

The Province will work cooperatively with its colleges and universities to look for opportunities to promote research and development that will foster the penetration of natural gas in New Brunswick (3.2.2.4).

The Province will further develop the New Brunswick hydrocarbon geoscience database (3.2.3).

The Province will make information available regarding the attractiveness of New Brunswick as a location for natural gas exploration (3.2.3).

The Province will provide a regulatory regime that minimizes barriers to exploration and development, and fosters the development of these indigenous resources (3.2.3).

The Province will have a competitive royalty regime in the event that there are economic discoveries of indigenous hydrocarbons (3.2.3).

The Province will serve as a reliable source of unbiased information that will enable New Brunswickers to make appropriate fuel choice and energy conversion decisions (3.2.4).

4.3 REFINED PETROLEUM PRODUCTS

The Province will only intervene with price regulation in the refined petroleum product markets if there is evidence of market failure (3.3.2.1).

The Province, if confronted with evidence of the abuse of market power, will bring such evidence to the attention of the Competition Bureau and encourage them to take action (3.3.2.1).

The Province will encourage heating oil dealers to reduce minimum purchase requirements and to offer budget-billing arrangements (3.3.2.2).

The Province will examine the effectiveness of heating assistance programs to make improvements where warranted (3.3.2.2).

The Province will monitor supply, demand and inventory positions for gasoline, diesel and heating oil to enable it to advise consumers of market conditions and to monitor the ongoing competitiveness of these markets (3.3.2.2).

The Province will encourage competition by promoting price transparency through the public posting of wholesale and retail price information (3.3.3).

The Province will provide price advisories to the public when appropriate (3.3.3).

The Province will exercise its authority to monitor markets by collecting, maintaining and analyzing pertinent refined petroleum product market information (3.3.4).

4.4 ENERGY EFFICIENCY

The Province will develop and implement a comprehensive energy efficiency strategy (3.4.4).

The Province will develop an energy efficiency information and education program in cooperation with other partner organizations (3.4.4.1.1).

The Province will direct provincial government departments to include energy efficiency in all relevant decisions and policies (3.4.4.1.2).

The Province will take energy efficiency into account when considering procurement options (3.4.4.1.2).

The Province will expand the provincial Energy Accounting System to include oil and natural gas (3.4.4.1.2).

The Province will continue to work with other agencies to extend the scope of the Provincial Buildings Initiative to include indirectly funded buildings such as hospitals, nursing homes and buildings owned or operated by crown corporations as well as municipalities (3.4.4.1.2).

The Province will monitor government operations and produce an annual report of energy efficiency performance (3.4.4.1.2).

The Province will actively seek partnership arrangements with the federal government for energy efficiency programs (3.4.4.1.3).

The Province will expand the list of equipment regulated for energy efficiency levels in harmonization with other jurisdictions, support the development of energy efficiency standards on any additional equipment and encourage the installation of high performance appliances (3.4.4.1.4).

The Province will seek a variety of broad-based energy efficiency funding mechanisms (3.4.4.2.1).

The Province will contribute energy efficiency seed funding to leverage resources from other sources (3.4.4.2.1).

The Province will explore options to be included in a comprehensive residential retrofit program (3.4.4.2.2).

The Province will investigate opportunities for residential energy efficiency programs that are specific to social housing and low income households (3.4.4.2.2).

The Province will consider options to be included in a comprehensive commercial retrofit program (3.4.4.2.3).

The Province will examine the benefits of adopting the national energy codes for buildings (3.4.4.2.3).

The Province will investigate industrial sector energy efficiency measures that focus on energy pricing and services, industry specific performance standards, research and development and demonstration of new competitive technologies (3.4.4.2.4).

The Province will examine options to promote energy efficiency in the transportation sector as part of a new Transportation Policy currently under development (3.4.4.2.5).

The Province will direct the Crown utility to produce and file time-of-use rates with the Board by autumn 2002 (3.4.4.3.1).

The Province will direct the Crown utility to examine removal of the declining block rate and investigate how this would impact upon existing customers (3.4.4.3.1).

The Province will promote cogeneration as the most energy efficient electricity generation option (3.4.4.3.2).

The Province will work with distribution utilities to develop a fuel switching strategy as part of the energy efficiency strategy (3.4.4.3.3).

The Province will examine the role of a collaborative demand-side management program in moving toward full retail competition (3.4.4.3.4).

4.5 ALTERNATIVE ENERGY

The Province will continue to promote research and development in renewable/alternative energy, and related economic development opportunities (3.5.4.1).

The Province will look for opportunities to undertake demonstration projects that showcase the benefits of renewable and alternative technologies that help jumpstart the market to manufacture, sell and maintain renewable and alternative technologies (3.5.4.2).

The Province will work with the federal government to closely monitor progress in alcohol production technology and examine the potential for production and use of alcohol as a transportation fuel and/or fuel additive in New Brunswick (3.5.4.3).

The Province will direct the market design committee to review and make recommendations on the role and treatment of small-scale, on-site electricity generation (3.5.4.4).

The Province will require the Crown utility and other distribution utilities in the province to develop a green pricing option and market it to interested customers (3.5.4.5).

The Province will direct the Crown utility and other distribution utilities to use any funds derived from a green pricing option to promote the development of arenewable technologies in New Brunswick (3.5.4.5).

The Province will monitor the development of Renewable Portfolio Standard programs in other jurisdictions and assess the benefits for New Brunswick (3.5.4.6).

4.6 ENVIRONMENTAL CONCERNS

The Province will ensure policy integration between New Brunswick's energy and environmental objectives (3.6.2).

The Province will continue to actively work with the federal government, the Conference of New England Governors and Eastern Canadian Premiers, and other organizations to address trans-boundary and global air emission issues (3.6.2).

The Province will produce a provincial Climate Change Action Plan (3.6.2.1).

The Province will pursue a federal-provincial framework agreement to help focus policy and resources on the issue of climate change (3.6.2.1).

The Province will continue to monitor the effect of SO_2 (acid rain) and NO_x (ozone) emission reduction plans under the Canada – United States Agreement and the impacts that other Canada Wide Standards will have on the energy industry (3.6.2.3).

The Province will evaluate environmental and economic considerations when reviewing the future direction of any electric power generation facility in New Brunswick (3.6.2.4).

The Province will continue to work with the Crown utility and federal and other provincial governments to identify appropriate options for storage of high and low level nuclear wastes (3.6.2.4).

The Province will explore opportunities for and implications of the development of a cap and trade program for all air emissions (3.6.3.1).

The Province will consider expanding any cap and trade programs established in New Brunswick to include credits for all emission reductions resulting from natural gas conversions (3.6.3.2.1).

The Province will evaluate a range of options to promote the use of low emission vehicles, such as those using natural gas (3.6.3.2.2).

The Province will require all new wood burning appliances installed in New Brunswick to meet the CSA standard (3.6.3.3).

The Province will evaluate several options designed to overcome barriers and promote the adoption of appropriate bio-fuel technologies (3.6.3.3).

The Province will monitor and work closely with provincial and U.S. state officials to influence outcomes and ensure that any standards or programs adopted are consistent with New Brunswick's environmental requirements and the commitment to maintaining competitive access to export markets (3.6.3.4).

5.0 REFERENCES

Final Report of the Committee on Gasoline Pricing (March 1997).
www.gnb.ca/legis/busi/gas%2D2/gas%2D2.htm

Electricity in New Brunswick Beyond 2000 – Discussion Paper (February 1998).
www.gnb.ca/0078/electric/elec2000.htm

Hav-Savoie Report – Electricity in New Brunswick and Options for its Future (July 1998).
www.gnb.ca/legis/reports/energ-98/index.htm

First Report of the Select Committee on Energy – Natural Gas for New Brunswick (November 1998).
www.gnb.ca/legis/comite/gas/index.htm

Report of the Select Committee on Energy – Electricity Restructuring in New Brunswick (May 1999).
www.gnb.ca/legis/reports/energ-99/index.htm

NB Power Business Plan 1997-2002.
www.gnb.ca/legis/busi/nbp97%2D02/english/bus%5Funit.htm

GLOSSARY

Acid Rain

Also called acid precipitation or acid deposition, acid rain is precipitation containing harmful amounts of nitric and sulphuric acids formed primarily by nitrogen oxides and sulphur oxides released into the atmosphere when fossil fuels are burned. It can be wet precipitation (rain, snow, or fog) or dry precipitation (absorbed gaseous and particulate matter, aerosol particles or dust).

Anchor Load

A large potential natural gas customer that is willing to sign a long-term contract with a pipeline company for gas transportation service. The pipeline company needs anchor customers in order to provide the economic justification for constructing the project. Anchor customers tend to be large industrial facilities or electric generating facilities.

Ancillary Services

Ancillary services are those services necessary to support the transmission of energy from resources to loads while maintaining reliable operation of the transmission system. Ancillary services typically include operating reserves, regulation and frequency imbalance, and voltage support and control.

Biomass

Energy resources derived from organic matter. These include wood, agricultural waste and other living-cell material that can be burned to produce heat energy. They also include algae, sewage and other organic substances that may be used to make energy through chemical processes.

Board

The Board of Commissioners of Public Utilities, constituted under the *Public Utilities Act*.

Capability

The maximum load that a generating unit, generating station, or other electrical apparatus can carry under specified conditions for a given period of time without exceeding approved limits of temperature and stress.

Capacity

The maximum power that a generating unit, generation station, or other electrical apparatus can supply, usually expressed in megawatts.

City Gate

Location at which responsibility for natural gas transportation is transferred from the pipeline transmission company to the distributor, generally associated with a reduction in pipe size and pressure.

Co-generator

A generating facility that produces electricity and another form of useful thermal energy (such as heat or steam) used for industrial, commercial, heating, or cooling purposes.

Combined Cycle Plant

An electric generating station that uses waste heat from its gas turbines to produce steam for conventional steam turbines.

Congestion

The condition under which the transactions that market participants wish to implement exceed the transfer capability of the transmission grid. Congestion usually requires the system operator to adjust the output of generators, decreasing output in one area to relieve the constraint and increasing it in another to continue to meet customer demand.

Contestable Market

With respect to market power analysis, any market that is open to outside competitors that would be able to limit the market power of a dominant player, whether or not such outside competitors currently exist or compete in that market.

Demand-Side Management (DSM)

The planning, implementation, and monitoring of utility activities designed to encourage consumers to modify patterns of electricity usage, including the timing and level of electricity demand. It refers only to energy and load-shape modifying activities that are undertaken in response to utility-administered programs. It does not refer to energy and load-shape changes arising from the normal operation of the marketplace or from government-mandated energy efficiency standards.

Direct Load Control

Refers to program activities that can interrupt consumer load at the time of annual peak load by direct control of the utility system operator by interrupting power supply to individual appliances or equipment on consumer premises. This type of control usually involves residential consumers. Direct Load Control excludes Interruptible Load and other Load Management effects.

Distribution Tariff

The charge the customer pays for the local transportation (natural gas) or distribution service (electric) provided by the local distribution company (LDC).

Distributor

A company engaged in distributing natural gas to end-users. Distributors control the gas between the city gate and the end-user's meter. Distributors are frequently referred to as local distribution companies (LDC).

End-use Consumer or Customer

A residential, commercial, or industrial customer in the energy marketplace who buys energy for its own consumption and not for resale.

Flue Gas Desulphurization

The emission control technique that utilizes a dry or wet limestone injection process to remove sulphur dioxide from flue gasses.

GHG

Green house gas / gasses.

Generator

An entity that owns and operates an electricity generation facility.

Greenfield Investments

Investments in new generation or transmission facilities that are located on new sites, rather than at sites with existing facilities.

Greenhouse Effect

The increasing mean global surface temperature of the earth caused by gases in the atmosphere (including carbon dioxide, methane, nitrous oxide, ozone, and chlorofluorocarbon). The greenhouse effect allows solar radiation to penetrate but absorbs the infrared radiation returning to space.

Green Power Marketing

Commercial process of marketing and selling the output of certain generation sources identified as "green" because they meet certain standards for being deemed environmentally preferable.

Ground-Level Ozone

Ground-level ozone is the main ingredient in urban smog. In the presence of sunlight and heat, gaseous air pollutants react to produce ground-level ozone smog. Ground level ozone is not emitted directly. It is the result of a chemical reaction that happens in the atmosphere. The two main components of ozone are volatile organic compounds (VOCs) and nitrogen oxides (NOx). When these two chemicals are heated up in the air they form ozone.

Incumbent Utility

The existing utility that serves customers, and in some instances may benefit from its existing customer relationships.

Independent System Operator (ISO)

A system and market operator, who is independent of other market interests, i.e., has no ownership interest in the transmission facilities and no vested interest in specific market outcomes.

Interconnected System

Two or more individual transmission systems that have one or more interconnecting tie lines.

Interval Meter

An electricity meter that is able to record and track a customer's electricity consumption over time so that the consumption in each unit of time can be matched with the cost of power during that period of time.

Kilowatt-hour (kWh)

A standard unit for measuring electricity. Residential customers' rates are usually expressed in cents per kilowatt-hour.

kWh Metering

Metering capable of measuring the total usage or flow of kilowatt-hours on a continuing basis, but not capable of recording and tracking such usage over shorter intervals, such as every hour or half-hour.

LDC

Local Distribution Company. An entity that owns a distribution system for the local delivery of energy to consumers.

Light-handed Regulation

A streamlined regulatory method designed to speed up the process and reduce the cost while balancing the interests of the various parties and allowing the regulator to carry out its statutory duties.

Load

The amount of electric power or natural gas volume delivered or required at any specific point or points on a system. The requirement originates at the energy consuming equipment of the consumer.

Load Profile

An approximation of the amount of energy typically taken during each hour by a consumer or class of consumers over a defined time, such as monthly, given the total amount of energy metered for that defined period. Load profiles are needed for consumers who do not have interval meters, and are used to allocate total kWh usage over the month to each hour, in order to perform settlements that are based on hourly prices.

Market-Clearing Price

The price at which a market clears, such that there are no further gains to be made from further trading.

Market Power

The ability of a market entity to profitably exercise significant influence or control over prices or the terms and conditions of sale, through means other than superior competitive performance.

Megawatt (MW)

Unit of electrical power, used to measure the generating capability capacity of a generating station or the maximum demand of an electricity consumer.

Megawatt-hour (MWh)

A measure of the energy produced by a generating station over time: one megawatt of power produced for 24 hours provides 24 megawatt-hours of energy (as does 24 megawatts produced for one hour).

Merchant Generator / Plant

An electric generating facility that is built without any sales commitments.

Meters or Metering

Equipment that measures and registers the amount and direction of energy quantities over a period of time.

Non-Discriminatory Access

The rules that assure that all market participants have access to the market, the transmission system, distribution systems and ancillary services under the same terms and conditions, with no preferential treatment for those entities who may own, or are affiliated with the owners of, transmission system or distribution system assets.

Particulate Matter (PM)

Unburned fuel particles that form smoke or soot and stick to lung tissue when inhaled. A chief component of exhaust emissions from heavy-duty diesel engines.

Peaking

Generating capability normally designed for use only during the maximum load period of a designated time interval.

Peaking Capacity

Generating capacity typically used only to meet the peak demand, the highest demand for electricity during the day. Peaking capacity is typically provided by hydroelectric generators or gas-fired combustion turbine generators.

Performance-Based Regulation (PBR)

Any rate-setting mechanism that attempts to link rewards (usually profits) and penalties to desired results or targets.

Postage Stamp Rate

A rate that applies to a particular area that does not vary by the distance between the receipt point and the delivery point. The Maritimes and Northeast Pipeline will have a postage stamp rate in New Brunswick because the transmission rates will be the same for gas delivered by the pipeline to any location in New Brunswick served by the mainline or any of the laterals.

Power Marketers

Business entities engaged in buying and selling electricity, but which do not own generating or transmission facilities.

Projected Marginal Energy Cost

The projected sum that has to be paid for the next increment of product or service. The marginal cost of electricity is the price to be paid for kilowatt-hours above and beyond those supplied by available generating capacity.

Rate of Return Regulation

Process of regulation whereby the regulator sets rates at a level that will cover operating costs and provide an opportunity to earn a reasonable rate of return on the invested property devoted to the business. Also known as Cost of Service Regulation.

Regional Haze

Fine particles in air not only can impact human health but, because they scatter and absorb light effectively, also can affect the quality of life by impairing visibility. Impaired visibility in all directions over a large area is called "regional haze."

Regulation

The oversight of a market by an administrative agency or regulator, including any intervention in the markets to set rates and other terms and conditions under which the regulated service must be provided. Traditional regulation attempts to put a monopoly under restraints to achieve prices (rates), output and investment levels comparable to those that would occur under a competitive market.

Regulator

An entity that, through power of law or some other legitimate means, has the authority to impose regulation.

Reliability

The degree of performance of the elements of the bulk electric system that results in electricity being delivered to customers within accepted standards and in the amount desired. Reliability may be measured by the frequency, duration, and magnitude of adverse effects on the electric supply.

Retail Market or Retail Access

A market in which electricity and other energy services are sold directly to consumers by competing suppliers. Also known as Direct Access.

Retailer

An entity that purchases electricity for the purpose of selling electricity to a consumer or acting as agent or broker for a consumer or another retailer with respect to the sale of electricity.

Spot Market

A market in which goods are traded for immediate or near-immediate delivery. In many market designs, the market operator would operate and administer settlements for a spot market in electricity, in which suppliers could submit bids to sell and purchasers could submit offers to buy energy through a coordinated auction, with settlements based on market-clearing prices. Market participants are free to use the spot market to sell/purchase energy at market-clearing prices, as needed.

Spot Market Prices

The market-clearing prices determined in a spot market and used as the basis for settlements for all purchases and sales in that spot market.

Stranded Costs/Investment

Costs that cannot be recovered from market prices. With respect to electricity competition, stranded investments are those assets owned by a utility that would become uneconomic in a competitive market.

Substation

Facility equipment that switches, changes, or regulates electric voltage.

System Operator

The entity with the responsibility to monitor and control an electric system in real time. (The term can also refer to the individual at an electric system control centre who is monitoring and controlling the electric system in real-time).

System Losses

Percentage of kWh's consumed by the utility that was not ultimately billed to the customer. Losses can be due to line or transformation losses, errors in billing or billing estimates or theft of power.

Tariff

The terms and conditions under which a service or product will be provided, including the rates or charges that users of service or product must pay. Tariffs are usually proposed by the service or commodity provider, and are subject to regulatory approval. Typically, the rates and terms for obtaining transmission service are set forth in a tariff.

Transmission

The movement or transfer of electric energy over an interconnected group of lines and associated equipment between points of supply and points at which it is transformed for delivery to consumers, or is delivered to other electric systems. Transmission is considered to end when the energy is transformed for distribution to the consumer.

Unbundling

The breaking down of a bundled service into its component parts so that a customer can choose to purchase different components of the service that they require from different parties. When LDCs offered only bundled services, their customers could purchase gas or electricity only from the LDC. In an unbundled environment, the customer can choose to purchase its gas or electricity supply from any supplier it wants and the LDC provides delivery to the customer's meter. Additional unbundling may allow other parties to provide other components of service, such as billing, meter reading, and credit and collection services.

Wheeling

The use of an interconnected transmission system to implement electricity transactions that transmit power into (wheeling in), within, out of (wheeling out) or through (wheeling through) that system.

Wholesale Market

This refers to the market in which electricity and other energy services are sold to wholesalers/retailers/distributors (who in turn sell to retail or end-use customers). A wholesaler/retailer/distributor of power would have the option to buy its power from a variety of generators or suppliers, and the generators or suppliers would be able to compete to sell their power to a variety of wholesalers/ retailers/distributors.

LIVRE BLANC

Politique énergétique du Nouveau-Brunswick

New Nouveau
Brunswick

RESSOURCES NATURELLES ET ÉNERGIE

TABLE DE MATIÈRES

RÉSUMÉ ..... *v*

1.0 INTRODUCTION *1*

1.1 Processus **1**

1.2 Buts de la politique **2**

1.2.1. Assurer un approvisionnement sûr, fiable et économique en énergie aux usagers résidentiels, commerciaux et industriels. 2

1.2.2. Encourager l'efficacité économique dans les systèmes et les services énergétiques. 3

1.2.3. Favoriser les possibilités de développement économiques 3

1.2.4. Protéger et améliorer l'environnement. 3

1.2.5. Maintenir en place un régime de réglementation efficace et transparent. 3

2.0 PROFIL ÉNERGÉTIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK *5*

2.1 Demande énergétique **5**

2.1.1. Demande totale d'énergie primaire 5

2.1.2. Demande d'énergie pour utilisation finale 6

2.2 L'électricité au Nouveau-Brunswick **7**

2.3 Charbon local **9**

2.4 Gaz naturel **9**

2.5 Dérivés raffinés du pétrole **9**

2.6 Besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick **10**

2.6.1. Besoins énergétiques historiques 10

2.6.2. Besoins énergétiques anticipés jusqu'en 2010 11

3.0 DÉFIS ET POSSIBILITÉS *13*

3.1 Électricité **13**

3.1.1. Renseignements généraux 13

3.1.1.1. Examen des rapports antérieurs sur l'électricité 13

3.1.1.2. Restructuration de l'électricité au sein d'autres marchés 14

3.1.2. Approche du Nouveau-Brunswick 16

3.1.3. Concurrence à l'échelon de gros 16

3.1.3.1. Passage à la concurrence à l'échelon de gros 16

3.1.3.2. Établissement d'un marché relativement concurrentiel 19

3.1.3.2.1 Interconnexions 20

3.1.3.3. Dégroupement fonctionnel de la société d'électricité d'État 21

3.1.3.4. Établissement de règles du jeu équitables 21

3.1.3.5. Fiabilité de l'approvisionnement 22

3.1.3.6. Entreprises de distribution d'électricité 22

3.1.4. Expansion de la production autonome 24

3.1.4.1. Centrales commerciales 24

3.1.4.2. Production autonome 24

3.1.5. Pleine concurrence à l'échelon de détail 25

3.1.5.1. Approche stratégique face à la pleine concurrence à l'échelon de détail 26

3.1.5.2. Calendrier et étapes 26

3.1.5.2.1 Gros usagers industriels de détail 26

3.1.5.2.2. Petits usagers de détail 28

3.1.5.3. Service en vertu d'un contrat type 28

3.1.5.4.. Préparation à la pleine concurrence au détail 29

3.1.5.4.1 Coûts d'établissement de la pleine concurrence au détail 29
3.1.5.4.2. Interfinancement au sein de la structure tarifaire actuelle 30
3.1.6. Enjeux de portée générale 31
3.1.6.1. Raffinements à apporter au régime de réglementation 31
3.1.6.2. Réciprocité 33
3.1.7. Mise en œuvre de la politique 34

3.2 Gaz naturel 35
3.2.1. Renseignements généraux 35
3.2.2. Établissement d'un réseau viable de distribution du gaz naturel 36
3.2.2.1. Prolongation du réseau de distribution et des embranchements 36
3.2.2.2. Établissement d'un marché de détail concurrentiel 39
3.2.2.3. Fiabilité de l'approvisionnement 40
3.2.2.4. Formation et développement 40
3.2.3. Essor de l'industrie du gaz naturel indigène 41
3.2.4. Sélection des combustibles axée sur le marché 41

3.3 Dérivés raffinés du pétrole 43
3.3.1. Renseignements généraux 43
3.3.2. Marchés efficients et concurrentiels 45
3.3.2.1. Carburants automobiles 45
3.3.2.2. Mazout domestique 48
3.3.3. Accès à des données exactes et opportunes sur les prix 49
3.3.4. Sécurité de l'approvisionnement et stabilité économique 50

3.4 Efficacité énergétique 51
3.4.1. Renseignements généraux 51
3.4.2. Potentiel d'efficacité énergétique 52
3.4.3. Facteurs gênant l'investissement dans l'efficacité énergétique 53
3.4.4. Stratégie d'efficacité énergétique 54
3.4.4.1. Élargir les efforts existants 56
3.4.4.1.1. Information et éducation des consommateurs 56
3.4.4.1.2. Prêcher par l'exemple 56
3.4.4.1.3. Participation aux programmes fédéraux 57
3.4.4.1.4. Élargissement des règlements visant l'efficacité énergétique et encouragement de l'utilisation d'appareils à haut rendement 57
3.4.4.2. Proposition de nouvelles mesures 57
3.4.4.2.1. Mécanisme de financement de l'efficacité énergétique 58
3.4.4.2.2. Options résidentielles 58
3.4.4.2.3. Options commerciales et institutionnelles 59
3.4.4.2.4. Options industrielles 59
3.4.4.2.5. Transports 59
3.4.4.3. Incorporation de l'efficacité énergétique au sein des marchés de l'électricité ... 60
3.4.4.3.1. Signaux de prix 60
3.4.4.3.2. Coproduction 61
3.4.4.3.3. Transfert de combustible 61
3.4.4.3.4. Gestion axée sur la demande 61

3.5 Énergie de remplacement 64
3.5.1. Renseignements généraux 64
3.5.2. Avantages de l'énergie de remplacement/renouvelable 65
3.5.3. Demande en énergie verte du marché 66
3.5.4. Adoption de sources d'énergie de remplacement 67
3.5.4.1. Possibilités de recherche et développement 67
3.5.4.2. Projets de démonstration 67
3.5.4.3. Promotion et mise en valeur des biocombustibles 67
3.5.4.4. Production locale d'électricité à petite échelle 68

3.5.4.5. Tarification écologique 68
3.5.4.6. Norme d'inclusion des ressources renouvelables 69

3.6 Enjeux écologiques 70
3.6.1. Renseignements généraux 70
3.6.2. Principaux problèmes écologiques 70
3.6.2.1. Changement climatique 71
3.6.2.2. Pluies acides 72
3.6.2.3. Normes pancanadiennes (« NPC ») 74
3.6.2.4. Centrales d'énergie électrique 75
3.6.3. Mesures d'atténuation 76
3.6.3.1. Échange de droits d'émissions 76
3.6.3.2. Gaz naturel 76
3.6.3.2.1. Crédits pour réduction des émissions accordés pour la conversion au gaz naturel 77
3.6.3.2.2. Véhicules au gaz naturel 77
3.6.3.3. Biocombustibles 78
3.6.3.4. Préparation à la concurrence au sein des marchés d'exportation de l'électricité 79

4.0 RÉALISATION DES BUTS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE 81

4.1 Électricité 81

4.2 Gaz naturel 84

4.3 Dérivés raffinés du pétrole 85

4.4 Efficacité énergétique 86

4.5 Énergie de remplacement 88

4.6 Enjeux écologiques 88

5.0 RÉFÉRENCES 91

GLOSSAIRE 93

RÉSUMÉ

Les marchés de l'énergie ont évolué ces dernières années de manière à permettre de plus en plus de concurrence. Cette concurrence parmi les fournisseurs d'énergie s'est étendue au-delà des frontières régionales avec la création de marchés à libre accès. La politique énergétique du Nouveau-Brunswick dote la province d'une orientation qui lui permettra de participer pleinement à un marché concurrentiel de l'énergie et de se préparer à l'avenir tout en protégeant les intérêts économiques, écologiques et sociétaux de ses citoyens.

Le Livre blanc décrit les grandes lignes d'une politique provinciale de l'énergie qui guidera le Nouveau-Brunswick au cours de la prochaine décennie. La politique énergétique se veut un exercice qui cherche à établir un équilibre entre les buts divergents suivants :

1. assurer un approvisionnement sûr, fiable et économique en énergie aux usagers résidentiels, commerciaux et industriels;
2. encourager l'efficacité économique dans les systèmes et les services énergétiques;
3. favoriser les possibilités de développement économique;
4. protéger et améliorer l'environnement; et
5. maintenir en place un régime de réglementation efficace et transparent.

Les comités spéciaux sur le gaz naturel, la restructuration de l'électricité et les prix de l'essence ont tenu ces dernières années des audiences publiques, et les recommandations qui en ont découlé ont figuré parmi les éléments considérés dans la formulation de la politique énergétique. Le Livre blanc examine les défis et les possibilités que présente chacun des secteurs énergétiques au Nouveau-Brunswick. Il définit les mesures prises pour réaliser les buts de la politique par rapport à l'électricité, au gaz naturel, aux dérivés raffinés du pétrole, aux ressources énergétiques renouvelables, à l'efficacité énergétique et aux préoccupations écologiques, ainsi qu'à des questions de portée générale touchant plus d'un secteur. Le Livre blanc établit des règles de base relativement au futur encadrement des marchés de l'électricité au Nouveau-Brunswick. On examinera l'avenir de la société d'électricité d'État, dans le contexte de la politique formulée dans le présent Livre blanc dans un second temps.

La réalisation des buts de la politique définis dans le Livre blanc nécessitera une collaboration entre les secteurs public et privé. Tous les intéressés bénéficieront de la réalisation de ces buts.

Les principaux énoncés détaillés dans le Livre blanc sont les suivants :

- Le gouvernement provincial adoptera face à la restructuration de l'électricité une approche délibérée et dirigée qui permettra au Nouveau-Brunswick de participer à un marché concurrentiel, d'acquérir de l'expérience, de tirer des leçons des autres États et provinces, et de préparer l'avènement d'une concurrence complète au palier de détail tout en laissant au marché le temps d'évoluer.

- On mettra sur pied un comité de conception du marché, composé de représentants d'un vaste nombre d'intervenants, qui s'attardera sur le profil du marché, sa structure et les règles menant à un marché concurrentiel de l'électricité.
- On instaurera un régime de concurrence à l'échelon de gros en vertu duquel les trois entreprises d'électricité municipales pourront obtenir une partie ou la totalité de leur électricité du marché de la concurrence.
- On autorisera un éventail plus large de projets de production autonome, lesquels se caractérisent souvent par une efficacité élevée sur le plan de la conversion énergétique et des coûts d'immobilisation relativement faibles.
- On implantera graduellement la concurrence au niveau de détail, ou la vente d'électricité par des producteurs concurrentiels directement aux usagers finals, en commençant par les gros abonnés industriels.
- On n'implantera pas la pleine concurrence de détail à l'intention de tous les usagers pour le moment et on réévaluera tous les deux ans les mérites de la pleine concurrence de détail en se fondant sur l'expérience acquise dans les autres États et provinces.
- Les abonnés qui n'optent pas pour un détaillant d'électricité concurrentiel auront droit à un service en vertu d'un contrat type semblable au service actuellement offert par leur société d'électricité existante.
- On élargira le mandat de la Commission des entreprises de service public pour qu'il englobe la réglementation de nombreux aspects de la nouvelle structure du marché de l'électricité.
- On encouragera un développement rapide de l'infrastructure gazière et on recherchera des possibilités de faire progresser les expansions du réseau en formant des partenariats avec le secteur privé et le gouvernement fédéral.
- On surveillera les situations de l'approvisionnement, de la demande et des stocks d'essence, de diesel et de mazout domestique afin de pouvoir fournir des renseignements aux consommateurs et de sensibiliser ceux-ci davantage.
- On encouragera une transparence accrue des prix de l'énergie par la diffusion publique de données.
- On élaborera et on mettra en œuvre une stratégie globale d'efficacité énergétique visant tous les secteurs de l'économie.
- Le gouvernement provincial donnera l'exemple dans les mesures d'efficacité énergétique en tenant compte de l'efficacité énergétique lorsqu'il considérera des options d'approvisionnement et en travaillant avec d'autres organismes à élargir l'envergure de l'Initiative visant les bâtiments provinciaux de manière qu'elle englobe les bâtiments comme les hôpitaux, les foyers de soins et les immeubles qui sont la propriété des sociétés d'État et à des municipalités ou que celles-ci gèrent.
- On établira des tarifs horaires de l'électricité pour informer les usagers du coût réel de la consommation et leur fournir des signaux de prix leur permettant de prendre des décisions économiques au sujet de l'efficacité énergétique ainsi que de surveiller leurs dépenses en énergie.
- On offrira des options de tarification écologique et on examinera les possibilités de développement de la production d'électricité sur place à petite échelle.

- Le gouvernement provincial préparera un plan d'action provincial visant le changement climatique dans le cadre de la stratégic nationale de mise en oeuvre en vue de conjointement réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Le gouvernement provincial s'est fermement engagé à soutenir les objectifs de la politique énergétique en créant un Secrétariat de l'énergie. Une dimension fondamentale du mandat du Secrétariat de l'énergie l'amènera à devenir l'organe permanent d'expertise chargé de formuler et de mettre en œuvre les objectifs de la politique énergétique détaillés dans le Livre blanc.

1.0 INTRODUCTION

Les politiques énergétiques provinciales ont évolué ces dernières années pour faire écho aux développements reliés à l'énergie de notre époque. Au cours des années 70 et 80, la politique énergétique était dictée par les prix et la sécurité de l'approvisionnement, qui était profondément influencés par les conflits au Moyen-Orient.

Outre les prix et la sécurité de l'approvisionnement, l'efficacité énergétique et la conservation ont été à la base de la politique énergétique des années 90, qui visait le développement durable, l'efficacité énergétique et l'accès à des sources sûres à des prix raisonnables.

Au milieu des années 80, l'industrie gazière a commencé à se diriger vers la déréglementation. Dans les années 90, le secteur de l'électricité a émergé d'un cadre réglementé pour devenir, dans de nombreux États et provinces, une industrie soumise aux forces du marché de la concurrence. Ces forces du marché constituent un phénomène planétaire, qui, en Amérique du Nord, tire son impulsion principalement de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (« *FERC* »). On n'a pas d'autres choix que de devenir une partie de ce qui est en train de devenir un réseau nord-américain pleinement intégré de vente et d'approvisionnement en électricité. Pour participer à un marché de concurrence et continuer à profiter de ses avantages, le Nouveau-Brunswick doit adopter des règles et des modalités compatibles avec celles établies par la FERC.

Les nouveaux marchés de l'énergie offrent des défis et des possibilités au Nouveau-Brunswick. Le présent Livre blanc définit les grandes lignes d'une politique énergétique provinciale pour les années 2000 à 2010. La politique énergétique dessine une orientation qui prépare à l'avenir tout en maintenant une flexibilité suffisante pour permettre à la province de participer au marché au moment et dans la mesure qu'on jugera les plus indiqués et les plus bénéfiques. La politique formulée reconnaît en outre le lien inextricable entre les différentes formes d'énergie, l'économie et l'environnement.

1.1 PROCESSUS

En 1996, l'Assemblée législative a établi un Comité spécial sur les prix de l'essence, qui a réalisé des recherches et tenu des audiences publiques sur les prix de l'essence au Nouveau-Brunswick. Le document qui en a découlé, le *rapport définitif du Comité spécial sur les prix de l'essence*, comportait des recommandations concernant l'établissement des prix de l'essence.

En 1998, l'Assemblée législative du Nouveau-Brunswick a établi un Comité spécial sur l'énergie chargé d'examiner l'avenir de l'industrie des services publics d'électricité au Nouveau-Brunswick et d'analyser les répercussions du gaz naturel sur la province. Le gouvernement a ensuite déposé un document de discussion, *L'électricité au Nouveau-Brunswick au-delà de l'an 2000*, et il a établi un groupe de travail chargé de préparer un rapport sur les perspectives d'avenir des services publics d'électricité. Le document issu de ces travaux, *L'électricité au Nouveau-Brunswick et les perspectives d'avenir*, s'appuyait sur une contribution de divers intéressés et il est devenu le point

central des audiences publiques qui ont culminé au rapport du Comité spécial sur l'énergie intitulé *Restructuration de l'industrie de l'électricité au Nouveau-Brunswick.*

On a par ailleurs recueilli les commentaires de l'industrie et tenu des audiences publiques en vue de préparer des recommandations au sujet de la mise en valeur du gaz naturel dans la province. Les recommandations présentées dans le rapport consécutif, *Le gaz naturel au Nouveau-Brunswick*, ont guidé l'établissement de la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz* et la préparation d'une demande de propositions visant l'adjudication d'une concession provinciale de distribution du gaz naturel.

En 2000, le gouvernement provincial a recommandé la formulation d'une politique énergétique globale devant être publiée dans un Livre blanc. Le présent Livre blanc a été préparé, en partie, à partir des commentaires obtenus dans le cadre des processus antérieurs. Les conseils du Comité spécial et les contributions des audiences publiques ont guidé dans une large mesure la formulation des buts et des objectifs sur lesquels s'appuie la politique énergétique.

Un groupe de travail interministériel sur la politique énergétique, dirigé par le ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie, a préparé le Livre blanc avec l'aide d'un consultant spécialiste des marchés de l'énergie. Les travaux analogues réalisés dans les autres États et provinces ont été analysés de façon approfondie au cours du processus.

Le Livre blanc a été ratifié par le Cabinet en décembre 2000. On considérera des options de restructuration de la société d'électricité d'État au cours d'une deuxième étape, conformément au cadre fourni par les objectifs formulés dans le Livre blanc.

1.2 BUTS DE LA POLITIQUE

Voici les cinq buts fondamentaux sur lesquels repose la politique provinciale sur l'énergie.

1.2.1. ASSURER UN APPROVISIONNEMENT SÛR, FIABLE ET ÉCONOMIQUE EN ÉNERGIE AUX USAGERS RÉSIDENTIELS, COMMERCIAUX ET INDUSTRIELS.

Même si la sécurité de l'énergie ne présente pas le degré d'urgence qu'elle revêtait au cours des années 70, la fiabilité est encore plus critique. La diversité et la flexibilité de l'approvisionnement réduisent la dépendance, et donc la vulnérabilité, vis-à-vis des prix et de l'approvisionnement que peut entraîner une dépendance excessive à l'égard d'une seule source d'énergie. On peut améliorer les intérêts d'approvisionnement en énergie de la province en continuant à améliorer l'efficacité de la consommation d'énergie. Il existe en plus un certain potentiel de mise en valeur des ressources indigènes dans la province. La fiabilité est devenue un facteur plus déterminant, particulièrement en ce qui concerne l'électricité, avec l'essor constant des entreprises axées sur la technologie de l'information.

L'addition du gaz naturel à l'éventail des sources d'énergie de la région rehausse la concurrence parmi les formes d'énergie. On pourra fournir aux usagers du Nouveau-Brunswick de l'énergie au coût le plus bas possible en tenant compte des intérêts des consommateurs d'énergie et de l'industrie de l'énergie dans leur ensemble.

1.2.2. ENCOURAGER L'EFFICACITÉ ÉCONOMIQUE DANS LES SYSTÈMES ET LES SERVICES ÉNERGÉTIQUES.

L'emplacement géographique du Nouveau-Brunswick procure aux intéressés un avantage stratégique pour concurrencer avec les entreprises d'électricité, les raffineurs et les entreprises de distribution d'énergie des provinces et des États voisins. Les changements survenant au sein du marché obligeront cependant la province à effectuer un réexamen de la taxation, de la gestion publique et peut-être même des régimes de propriété pour maximiser l'efficacité économique et permettre aux entreprises d'électricité et aux sociétés du Nouveau-Brunswick de concurrencer efficacement au sein du marché intérieur et des marchés d'exportation.

1.2.3. FAVORISER LES POSSIBILITÉS DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES.

Le Nouveau-Brunswick est doté d'un secteur manufacturier axé sur les ressources et énergivore relativement important parmi lequel une proportion substantielle des frais d'exploitation des industries et des entreprises sont liées au coût de l'énergie. Le gouvernement provincial souhaite soutenir ces exploitations de même qu'attirer de nouvelles entreprises qui amélioreront la croissance économique et les possibilités d'emplois.

Il est critique d'avoir accès à tout un éventail de sources d'énergie à des tarifs concurrentiels stables à long terme pour la prospérité des entreprises existantes et nouvelles, car celles-ci sont en concurrence à l'échelle du marché mondial.

1.2.4. PROTÉGER ET AMÉLIORER L'ENVIRONNEMENT.

De nouveaux accords nationaux et internationaux sur le changement climatique, des objectifs définis en matière de qualité de l'air et les pluies acides engagent le Canada à réaliser des réductions de ses émissions. Le gouvernement provincial s'est par ailleurs engagé à assurer la durabilité à long terme de l'environnement. Ces mesures auront de plus en plus d'effets sur les coûts et la consommation de l'énergie, car elles orienteront les marchés vers des techniques d'approvisionnement et de consommation plus propres et plus efficaces. À court terme, la promotion de l'innovation technique dans les domaines de l'efficacité énergétique et des sources d'énergie de remplacement aura un rôle primordial à jouer dans leur acceptation et leur reconnaissance en tant que mesures critiques pour réduire les émissions atmosphériques, tout en accroissant la fiabilité et la sécurité de notre approvisionnement en énergie et la concurrentialité de nos industries. Il faut en outre se pencher sur d'autres préoccupations écologiques, comme le stockage des déchets nucléaires, la biorestauration des sols et des réserves d'eau contaminées par les hydrocarbures, la désaffectation des centrales existantes, les effets de longue durée des aménagements hydroélectriques, et l'extraction du charbon.

1.2.5. MAINTENIR EN PLACE UN RÉGIME DE RÉGLEMENTATION EFFICACE ET TRANSPARENT.

L'économie et le régime actuels se sont développés au fil d'une période de temps relativement longue au cours de laquelle de nombreux objectifs sociaux ont été incorporés aux réglementations et aux politiques. Les Néo-Brunswickois ont vécu et ont pris leurs décisions de manière à se protéger eux et leurs moyens de subsistance dans le cadre d'un tel système. Contrairement aux modèles précédents, les marchés de

concurrence de l'énergie sont généralement assujettis à une réglementation douce et transparente basée sur le rendement.

La politique énergétique, qui reconnaît que des changements marquants surviendront au sein du marché et que le Nouveau-Brunswick ne peut adopter une position isolationniste, recherche une forme convenable de réglementation du marché restructuré qui offrira une possibilité optimale d'adaptation et de migration vers un nouveau régime protégeant les intérêts de tous les Néo-Brunswickois. En même temps, il faut réaliser cette migration à un moment opportun de manière à ne pas laisser filer ou se perdre les avantages des nouvelles structures de concurrence ni de laisser celles-ci rendre désuètes ou moins concurrentielles nos propres industrie et infrastructure énergétiques.

2.0 PROFIL ÉNERGÉTIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

2.1 DEMANDE ÉNERGÉTIQUE

Environ 756 600 personnes habitent au Nouveau-Brunswick, principalement le long des côtes et dans les vallées fluviales. La province compte sept grandes villes et près de 52 % de la population résident dans des régions rurales.

L'économie du Nouveau-Brunswick s'appuie fortement sur les industries primaires grandes consommatrices d'énergie, telles que l'exploitation forestière, la transformation des aliments et l'extraction minière, en même temps que la pêche commerciale et l'agriculture. La province a récemment élargi son assise industrielle en accordant une importance marquée à l'innovation, à la haute technologie et au secteur des services fondés sur le savoir. Le coût et la fiabilité de l'énergie revêtent en conséquence une importance fondamentale pour le maintien et l'amélioration de la compétitivité des industries grandes consommatrices d'énergie du Nouveau-Brunswick et des industries plus récentes s'alimentant d'énergies nobles.

2.1.1. DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE PRIMAIRE

En 1998, la demande totale d'énergie primaire au Nouveau-Brunswick s'est chiffrée à environ 332 petajoules (« PJ »). Une proportion de 19 % de cette demande a été comblée par des sources d'énergie indigènes, principalement la biomasse. La consommation de biomasse au sein du secteur résidentiel a totalisé 481 000 cordes de bois (10 PJ), tandis que l'industrie des pâtes et papiers a consommé 2,5 millions de tonnes (40 PJ) de déchets de bois et de lessive de pâte épuisée. Les dérivés raffinés du pétrole ont répondu à 65 % des besoins en énergie primaire du Nouveau-Brunswick (figure 2.1.1).

Demande totale d'énergie primaire, par combustibles, 1998[1]

Combustible	Billions de BTU		Petajoules
Hydroélectricité	9,8	3 %	10,3
Bois	47,9	15 %	50,5
Énergie nucléaire	12,9	4 %	13,0
Charbon	40,0	13 %	42,2
Pétrole	204,9	65 %	216,1
Total	**315,5**	**100 %**	**332,1**

Source : Statistique Canada, catalogue n° 57-003, 57-001

[1] Données accessibles les plus récentes

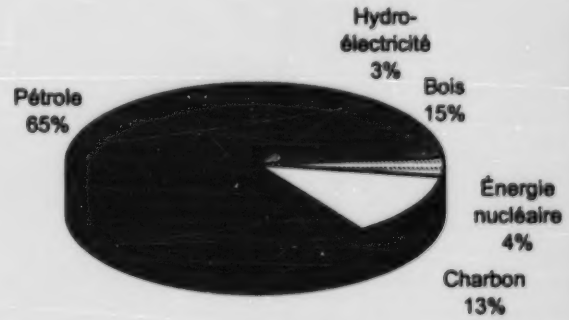


Figure 2.1.1 – Répartition procentuelle de la demande d'énergie primaire (1998), par combustibles.

La consommation d'énergie s'est chiffrée à 129 gigajoules (« GJ ») par ménage au Nouveau-Brunswick. L'indice d'intensité énergétique du secteur industriel a atteint 24,3 GJ par dollar de produit intérieur réel (« GJ/PIR »).

2.1.2. DEMANDE D'ÉNERGIE POUR UTILISATION FINALE

La demande d'énergie primaire englobe l'utilisation faite par le producteur, les pertes survenant lors de la conversion et celles survenant pendant le transport, tandis que la demande d'énergie pour utilisation finale n'englobe que la consommation d'énergie faite par le consommateur final. Par exemple, la consommation d'énergie primaire aux fins de la production d'électricité englobe les pertes de conversion liées à la combustion du charbon, la consommation d'électricité du producteur à la centrale et les pertes survenant dans le transport assuré par les lignes entre l'usine et le particulier. En 1998, la consommation d'énergie pour utilisation finale au Nouveau-Brunswick a totalisé 214 PJ, quantité sur laquelle plus de la moitié a été consommée sous forme de dérivés raffinés du pétrole (figure 2.1.2(a)).

Demande d'énergie pour utilisation finale, par combustibles, 1998[1,2]

Combustible	Billions de BTU		Petajoules
Électricité	48,7	24 %	51,3
Pétrole	105,9	52 %	111,6
Bois[3]	46,9	23 %	49,5
Charbon[4]	1,1	1 %	1,2
Total	**202,6**	**100 %**	**213,6**

Source : Statistique Canada, catalogue n° 57-003.

[1] Données accessibles les plus récentes

[2] À l'exclusion de la consommation faite par le producteur

[3] Le bois englobe le bois de chauffage résidentiel, les déchets de bois industriels et la lessive de pâte épuisée

[4] Le charbon comprend le coke

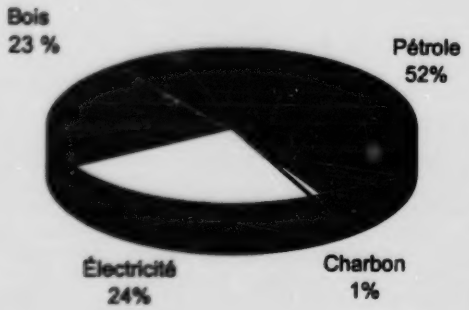


Figure 2.1.2(a) - Répartition procentuelle de la demande d'énergie pour utilisation finale (1998), par combustibles.

Le secteur industriel a consommé plus des 40 % de l'énergie pour utilisation finale; il a été suivi par le secteur des transports, avec 32 % (figure 2.1.2(b)).

Demande d'énergie pour utilisation finale, par combustibles, 1998[1, 2]

Secteur	Billions de BTU		Petajoules
Résidentiel	34,4	17 %	36,3
Transports	64,4	32 %	67,9
Commercial	17,7	9 %	18,6
Industriel	86,1	42 %	90,8
Total	**202,6**	**100 %**	**213,6**

Source : Statistiques Canada, catalogue n° 57-003
[1] Données accessibles les plus récentes
[2] À l'exclusion de la consommation faite par le producteur

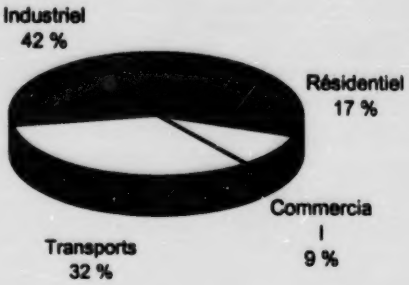


Figure 2.1.2(b) – Répartition procentuelle de l'énergie pour utilisation finale (1998), par secteurs.

2.2 L'ÉLECTRICITÉ AU NOUVEAU-BRUNSWICK

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) constitue une société d'électricité d'État et le principal fournisseur d'électricité dans la province : elle a répondu à 94 % de la demande totale d'électricité en 1999. La capacité de production électrique installée totale du Nouveau-Brunswick se chiffre présentement à 4 270 MW et elle se répartit ainsi :

Production installée en 1999[1]	MW
Hydroélectricité	940
Bois/déchets de bois	195
Pétrole produit par méthode thermique	1 559
Charbon thermique	570
Énergie nucléaire	680
Turbines à gaz	326
Total	**4 270**

Source : Énergie NB, Statistique Canada
[1] Données accessibles les plus récentes

Sur ce total, 252 MW représentent une capacité autre que celle d'Énergie NB et se composent principalement d'énergie de coproduction de l'industrie des pâtes et papiers ainsi que d'hydroélectricité de quelques installations de taille réduite.

La demande de pointe enregistrée par Énergie NB au cours de l'hiver 1999-2000 a atteint 2 856 MW. La consommation totale d'électricité fournie par Énergie NB en 1999-2000 à l'intérieur de la province s'est chiffrée à 13 587 GWH, mis à part les pertes enregistrées dans les centrales, pendant le transport et dans les transformateurs. Les ventes totales à l'extérieur de la province d'Énergie NB ont atteint 6 255 GWH et les achats réalisés à l'extérieur de la province ont totalisé 4 712 GWH.

En 1999-2000, Énergie NB a eu recours à l'éventail des combustibles ci-après pour répondre à l'ensemble des besoins en énergie de la province :

Combustible	**%**
Énergie nucléaire	26
Charbon	24
Pétrole	12
Hydroélectricité	19
Achats	8
Orimulsion[MC]	11

Source : Énergie NB, rapport annuel, 1999-2000.

L'emplacement géographique du Nouveau-Brunswick, qui borde trois provinces en plus des États-Unis, a conduit à l'aménagement d'installations interconnectées imposantes qui permettent l'importation et l'exportation d'électricité en même temps que l'exploitation de centrales de taille supérieure à la normale. L'énergie excédentaire est vendue à l'extérieur de la province à la faveur des occasions.

En 1997, le gouvernement a annoncé qu'il comptait faire de son réseau de transport d'énergie un réseau à libre accès pour permettre le transport d'électricité vers d'autres marchés à travers la province, ainsi qu'un réseau accessible aux producteurs d'électricité indépendants de la province intéressés à vendre de l'électricité aux marchés de l'extérieur. Cette politique est entrée en vigueur le 1er janvier 1998 avec le dépôt des tarifs pertinents par la société d'électricité d'État auprès de la Commission des entreprises de service public (« la Commission »).

Énergie NB a instauré sa dernière hausse des tarifs le 1er avril 2000; cette hausse a représenté en moyenne 3 % pour le secteur résidentiel et 1,2 % dans l'ensemble. Pour essayer de réduire les coûts de la réglementation des tarifs, la législation actuelle exige que la société d'électricité d'État soumette ses hausses tarifaires à l'approbation de la Commission si la hausse est supérieure à 3 % ou à l'indice des prix à la consommation, selon le taux le plus élevé. C'est ce qu'on appelle communément la réglementation par plafonnement des prix.

2.3 CHARBON LOCAL

On estime les réserves prouvées totales de charbon au Nouveau-Brunswick à 9 millions de tonnes. Ce charbon est un charbon bitumineux « A » extrêmement volatil qu'on trouve dans les régions de Minto et de Chipman. Beersville et le lac Stream constituent d'autres régions du Nouveau-Brunswick possédant des réserves de charbon inexploitées. En 1998, la New Brunswick Coal Limited a produit 272 000 tonnes de charbon, vendues en totalité à Énergie NB.

2.4 GAZ NATUREL

Le gaz naturel est devenu accessible pour la première fois au Nouveau-Brunswick en décembre 1999 avec le parachèvement de la conduite de transport construite par la Maritimes & Northeast Pipeline (« M&NP ») acheminant le gaz naturel marin de l'île de Sable en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et dans le nord-est des États-Unis. Un embranchement aménagé jusqu'à Saint John doit commencer à acheminer le gaz en décembre 2000. La société Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick (« EGNB ») a été retenue comme distributeur provincial de gaz naturel; la construction des réseaux de distribution a commencé vers la fin de l'été 2000.

On a, dès le début, offert le gaz naturel en tant que produit séparé au Nouveau-Brunswick, c'est-à-dire qu'on a séparé les fonctions du transport et de la commercialisation. Le transport du gaz naturel par la conduite principale et les embranchements de la M&NP est réglementé au palier fédéral, tandis que le réseau de distribution est réglementé au palier provincial, tout comme le sont les négociants de gaz naturel.

On prévoit une demande contractuelle de gaz naturel de l'ordre de 2,7 millions de mètres cubes/jour (107 000 MBtu/j) de la part des cinq utilisateurs industriels (une centrale énergétique, une raffinerie de pétrole et trois installations de l'industrie forestière) acheminant du gaz naturel directement depuis le réseau de transport par embranchements de la M&NP.

2.5 DÉRIVÉS RAFFINÉS DU PÉTROLE

L'unique raffinerie de pétrole du Nouveau-Brunswick est située à Saint John et elle est exploitée par la société Irving Oil Ltd. La raffinerie de l'Irving Oil a une capacité totale de 40 000 mètres cubes (250 000 barils) par jour. L'Irving Oil a récemment réalisé des travaux de modernisation de sa raffinerie d'un milliard de dollars. Même si la production totale n'augmentera pas substantiellement, la raffinerie fournira des produits de qualité améliorée, comme de « l'essence propre » et du carburant diesel à faible teneur en soufre, pour répondre aux nouvelles restrictions écologiques imposées vis-à-vis des dérivés raffinés du pétrole.

En 1998, on a importé dans les provinces de l'Atlantique environ 110 millions de barils de brut, dont 33 % provenaient de Norvège, 25 % d'Arabie saoudite, 13 % du Venezuela, et les 29 % restants, de la Colombie, de l'Iraq, du Mexique, du Nigeria, de la Russie et du Royaume-Uni.

De plus, 64 millions de barils de dérivés raffinés du pétrole ont été importés à l'intérieur de la région et 26 millions de barils ont été exportés vers d'autres pays. Plus de 40 %

des importations étaient de l'essence, tandis que plus de la moitié des exportations étaient du mazout lourd.

2.6 BESOINS ÉNERGÉTIQUES DU NOUVEAU-BRUNSWICK

2.6.1. BESOINS ÉNERGÉTIQUES HISTORIQUES

La figure 2.6.2 illustre la demande énergétique prévue au Nouveau-Brunswick comparativement à des données historiques remontant à 1973. Les répercussions économiques des prix supérieurs du pétrole en 1973, 1979 et 1991 (guerre du Golfe) sont nettement évidentes. Les programmes de conservation et d'efficacité énergétique qui en ont découlé ont eux aussi contribué à la réduction de la demande d'énergie au cours des années subséquentes.

En 1990, la tension a culminé au Moyen-Orient avec la guerre du Golfe. En conséquence, les prix du brut ont grimpé en flèche jusqu'à 45 $US le baril en décembre 1990. Comme au cours de la décennie précédente, la demande d'énergie a diminué par suite de la réduction de l'activité économique qu'ont entraîné les prix élevés du pétrole.

En 1998, les prix du brut ont chuté à leur niveau le plus bas depuis les années 70 lorsque l'effondrement des économies asiatiques a entraîné une surabondance internationale de l'offre de pétrole. À un certain moment, le brut West Texas Intermediate, un brut servant de combustible de référence, se vendait 10 $US le baril. En mai 1999, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« OPEP ») a réduit sa production pour tenter de relever les prix. Depuis lors, les économies asiatiques se sont rétablies et le brut se vend 30 $US le baril. Les prévisions de Ressources naturelles Canada (« RNCan ») sont basées sur des prix du brut de l'ordre de 21 $US le baril.

Même si on redoute que les prix élevés récents du brut ralentissent l'économie, la majorité des économistes font remarquer que le Nouveau-Brunswick repose moins sur des industries grandes consommatrices de pétrole qu'au cours des décennies antérieures. Ce virage économique a été attribué à la croissance marquée du secteur des services et des industries de haute technologie ainsi qu'aux mesures d'efficacité énergétique instaurées dans les années 80.

Au cours des deux décennies antérieures, les gouvernements des paliers fédéral et provincial ont adopté des politiques de remplacement du pétrole pour essayer de réduire l'incidence des prix élevés du pétrole sur l'économie. Au Nouveau-Brunswick, on s'est considérablement orienté vers une société consommant davantage d'électricité en offrant des incitatifs pour la conversion du mazout à l'électricité des systèmes de chauffage des bâtiments. La demande d'électricité a presque triplé entre 1974 et 1990, passant d'environ 5,5 milliards kWh en 1974 à plus de 13 milliards kWh en 1990. Le taux annuel moyen de croissance au cours de cette période s'est chiffré à 5,5 %. Au cours des années 90, toutefois, le taux annuel moyen de croissance a ralenti et est passé à 1,9 %, et la consommation d'électricité a augmenté de 2 milliards kWh pour atteindre 15 milliards kWh.

La consommation totale d'énergie dans les années 70 et 80 a augmenté de 28 % à un rythme annuel moyen de 1,6 %. La consommation totale d'énergie entre 1990 et 1998 n'a cependant augmenté que de 7 %, soit de moins de 1 % par année.

2.6.2. BESOINS ÉNERGÉTIQUES ANTICIPÉS JUSQU'EN 2010

Ressources naturelles Canada prévoit que la demande totale d'électricité croîtra de 14 % d'ici 2010. On anticipe une croissance totale de la demande d'électricité de 15 %. La demande de mazout léger et des autres dérivés raffinés du pétrole, sauf les carburants de transport, a diminué au cours des 30 dernières années et cette tendance devrait se poursuivre. Le gaz naturel devrait répondre à 3 % des besoins totaux d'énergie d'ici 2005 et la demande de gaz continuera à augmenter pour constituer 7 % de la demande totale d'ici 2020. On prévoit que la demande de bois, de déchets de bois et d'autres combustibles de remplacement se maintiendra aux niveaux actuels jusqu'en 2010.

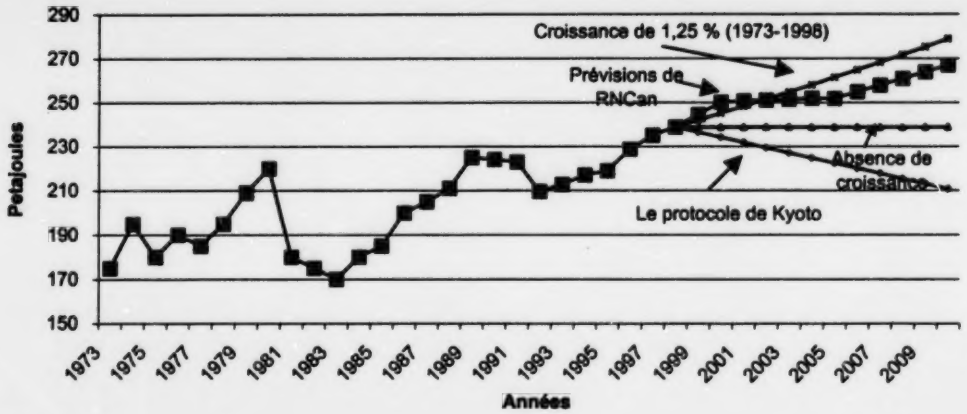
Dans le secteur résidentiel, la demande vis-à-vis de toutes les formes d'énergie s'est accrue de 13 % au cours des trois dernières décennies. Ressources naturelles Canada prévoit que la consommation totale d'énergie au sein du secteur résidentiel augmentera de 4 % d'ici 2010. Dans le secteur commercial-institutionnel, la demande vis-à-vis de toutes les formes d'énergie est demeurée stable. Les prévisions de Ressources naturelles Canada anticipent que la demande énergétique dans ce secteur demeurera relativement identique au cours des dix prochaines années. Dans le secteur industriel, la demande vis-à-vis de toutes les formes d'énergie a augmenté d'un peu moins de 1 % par année au cours des 30 dernières années. On prévoit que la consommation industrielle totale d'énergie augmentera de 11 % d'ici 2010.

La demande de carburants de transport a spectaculairement augmenté au cours des trois dernières décennies. La majeure partie de cette croissance a touché la consommation du carburant diesel. Ressources naturelles Canada s'attend à ce que la demande de carburants de transport augmente de 14 % d'ici 2010.

La figure 2.6.2 illustre la consommation d'énergie au Nouveau-Brunswick jusqu'en 2010 en vertu de divers scénarios. Si on extrapolait jusqu'en 2010 le taux annuel moyen de croissance de la demande énergétique totale au cours des 30 dernières années, la demande d'énergie au Nouveau-Brunswick atteindrait près de 260 petajoules. Ce chiffre est supérieur de 4 % aux prévisions de Ressources naturelles Canada.

Un autre scénario fait intervenir l'incidence de la décision de respecter le protocole de Kyoto sur la demande énergétique au Nouveau-Brunswick. Le protocole de Kyoto exige une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 6 % par rapport aux niveaux présents en 1990 d'ici 2010. Les émissions de dioxyde de carbone émanant de la consommation d'énergie constituent le principal facteur contribuant aux gaz à effet de serre. Il reste encore à déterminer de quelle façon chacune des provinces atteindra cet objectif.

Si le Nouveau-Brunswick essayait d'atteindre l'objectif du protocole de Kyoto au moyen d'initiatives de réduction de l'énergie, la demande totale d'énergie devrait diminuer de 12 % entre 1998 et 2010. Si l'on combinait ce chiffre à l'accroissement de la consommation de 14 % prévu par Ressources naturelles Canada, la réduction requise de la demande d'énergie totaliserait 26 %.



Hypothèses

- Rythme annuel moyen de croissance de la demande totale d'énergie de 1973 à 1998 : 1,25 %.
- Rythme annuel moyen de croissance de la demande d'énergie anticipé par Ressources naturelles Canada (« RNCan ») de 1997 à 2020 : 0,9 %.
- L'absence de croissance de la demande totale d'énergie suppose que les politiques d'efficacité énergétique et les politiques économiques n'entraîneront aucune augmentation de la demande d'énergie.
- Le protocole de Kyoto signé par le gouvernement fédéral exige une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 6 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2010. Étant donné que la combustion des combustibles fossiles représente 90 % des émissions totales de gaz à effet de serre, cette limite pourrait entraîner une réduction éventuelle de 0,8 % par année de la demande énergétique totale si on la respectait exclusivement en réduisant la consommation d'énergie à partir des sources actuelles.

Figure 2.6.2 : Demande d'énergie historique et anticipée au Nouveau-Brunswick.

3.0 DÉFIS ET POSSIBILITÉS

Partout dans le monde, les États peuvent prévoir être confrontés à une multitude de défis et de possibilités liés à l'énergie au cours des dix prochaines années. Les sections qui suivent présentent la voie que prendra le Nouveau-Brunswick pour relever ces défis et exploiter ces possibilités en ce qui concerne l'électricité, le gaz naturel, les dérivés raffinés du pétrole, l'efficacité énergétique, les énergies de remplacement et les préoccupations écologiques. Le gouvernement provincial reconnaît qu'il pourrait lui falloir des pouvoirs législatifs pour adopter la politique décrite à l'intérieur du présent document.

3.1 ÉLECTRICITÉ

L'industrie de l'électricité en Amérique du Nord est tellement interconnectée que la restructuration d'une région du continent influe profondément sur l'industrie dans les régions voisines. Le Nouveau-Brunswick a examiné, et il continuera à observer, les expériences réalisées au sein des autres marchés afin de déterminer l'orientation la plus avantageuse à prendre pour la province. La présente section décrit la restructuration du marché du Nouveau-Brunswick aux échelons de gros et de détail, et elle examine le rôle de la production autonome d'électricité au sein d'un marché concurrentiel. Dans un deuxième temps, on examinera l'avenir de la société d'électricité d'État à l'intérieur du cadre fourni par la politique énergétique.

3.1.1. RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

3.1.1.1. Examen des rapports antérieurs sur l'électricité

Au cours des deux dernières années et demie, une série de rapports ont évalué les enjeux auxquels fait face le Nouveau-Brunswick relativement à l'électricité. Le premier rapport était un document de discussion intitulé *L'électricité au Nouveau-Brunswick au-delà de l'an 2000* (février 1998). Le deuxième a été le rapport du groupe de travail Hay-Savoie, rendu public en juin 1998 et intitulé *L'électricité au Nouveau-Brunswick et les perspectives d'avenir*. Plus récemment, en mai 1999, le Comité spécial sur l'énergie (« Comité spécial ») a publié un rapport intitulé *Restructuration de l'industrie de l'électricité au Nouveau-Brunswick* (« rapport du Comité spécial »).

Le Comité spécial a recommandé que le gouvernement provincial adopte une politique de transition dirigée. La politique en question comporterait : 1) une instauration graduelle de la concurrence à l'échelon de gros et une réévaluation des avantages de la concurrence à l'échelon de détail après cinq ans; 2) des incitatifs visant à améliorer l'efficacité des fonctions réglementées de la distribution et du transport; 3) une amélioration de la surveillance réglementaire; et 4) l'assurance que tous les citoyens jouiront de l'accès à un approvisionnement en électricité sûr, fiable, abordable et d'un prix uniforme. Le Comité spécial a en outre recommandé la formation d'un groupe d'intervenants chargé d'élaborer des règles et de formuler des recommandations de principe. La stratégie définie dans le présent Livre blanc s'inscrit dans la démarche

prévoyant une transition dirigée et l'établissement d'un groupe d'intervenants, avec l'addition de quelques raffinements.

3.1.1.2. Restructuration de l'électricité au sein d'autres marchés

Les gouvernements sont en train de restructurer le secteur des services publics d'électricité en de nombreux endroits dans le monde. Les changements les plus déterminants sont en train de survenir au sein des marchés de gros et de détail de l'électricité.[1] Au Canada, l'Ontario et l'Alberta sont en train de restructurer leurs marchés de l'énergie électrique et elles mettront en œuvre leurs réformes définitives en 2001. Le Québec s'est engagé dans une voie différente. On y a protégé l'énergie à faible coût tirée des ressources d'Hydro-Québec pour la consommation intérieure au moyen de mesures législatives. Les tarifs imposés aux abonnés de détail du Québec sont fixés à un niveau inférieur aux prix du marché du Nord-Est. Les mesures législatives ont réduit le rôle de l'organisme de réglementation d'Hydro-Québec, la Régie de l'énergie, tandis qu'en Ontario, on a considérablement raffermi le rôle de l'organisme de réglementation.

Dans le nord-est des États-Unis, les marchés de gros fonctionnent maintenant avec une combinaison de contrats bilatéraux et des bassins accessibles par soumission, dans lesquels on paie aux producteurs participants le prix d'équilibre. La majorité des États de cette région ont instauré une concurrence complète au palier de détail. Dans l'ensemble des États-Unis, plus de 25 États ont mis en œuvre ou ont commencé à mettre en œuvre des réformes du secteur de l'électricité, et le Congrès américain songe à une loi qui établirait un programme national de concurrence au gros et au détail. À l'échelle planétaire, un certain nombre d'autres pays ont mis en œuvre des réformes du marché, notamment les pays de l'Union européenne, l'Australie, la Nouvelle-Zélande, une vaste part des pays d'Amérique du Sud et un certain nombre de pays d'Asie. Le rapport du Comité spécial passe en revue la situation des efforts de restructuration des marchés de l'électricité dans nombre de ces États afin de fournir au gouvernement un cadre de référence en vue d'une restructuration possible de l'électricité au Nouveau-Brunswick.

Les expériences vécues au sein des marchés restructurés et en voie de restructuration ont varié. L'expérience la plus notable a été celle vécue en Californie au cours de l'été 2000, où des périodes prolongées de temps chaud ont mené à une demande d'électricité record et menacé la fiabilité de l'approvisionnement. La pénurie de l'approvisionnement disponible non visé par des engagements a entraîné une hausse spectaculaire des prix du marché qui a porté les factures d'électricité totales de nombreux abonnés de la San Diago Gas & Electric (« SDG&E ») à plus du double de leurs niveaux de juillet 1999. Un certain nombre de facteurs peuvent expliquer l'expérience de la Californie, par exemple, pour citer deux des facteurs les plus déterminants : 1) le marché était en voie de restructuration pendant une période présentant une croissance de la demande et une faible capacité excédentaire; et 2) on a eu recours au marché au comptant à soumissions horaires pour établir les prix de l'électricité imposés aux clients n'ayant pas retenu un détaillant concurrentiel. Pendant la

---

[1] Le marché de gros comporte la production d'électricité par des producteurs concurrentiels et sa vente à/par des distributeurs, des négociants ou des revendeurs qui la revendent à des clients desservis par le réseau de distribution, tandis que le marché de détail se limite à la vente d'électricité directement aux usagers finals. Dans le contexte néo-brunswickois, les usagers du marché de gros comprennent les trois entreprises d'électricité municipales, auxquelles pourraient s'ajouter les activités de distribution et de commercialisation de la société d'électricité d'État.

période au cours de laquelle on a perçu les coûts non amortis, les augmentations des tarifs d'électricité imposées aux abonnés par le marché au comptant ont été compensées par les diminutions des frais liés aux coûts non amortis de sorte que le montant total déboursé par les abonnés pour les deux éléments est demeuré inchangé. Toutefois, une fois les coûts non amortis de la SDG&E payés, les prix de l'électricité consommée ont varié et le marché au comptant a abouti à une augmentation de plus du double des factures d'électricité des abonnés lorsque les prix du marché de l'énergie de la Californie se sont emballés.

L'Alberta est un autre marché qui a récemment connu une hausse spectaculaire des prix de gros de l'électricité. L'augmentation de plus du double des prix de gros de l'Alberta survenue l'année dernière peut être attribuée à une série de facteurs : 1) une pénurie de la capacité de production; 2) une augmentation du double des prix du gaz naturel au sein d'un marché où le gaz naturel constituait le combustible marginal utilisé aux fins de la production d'électricité; et 3) les effets indirects des prix supérieurs de l'électricité au sein des marchés interconnectés, c-à-d. le nord-ouest pacifique et ultimement la Californie, atteignant l'Alberta.

D'autres marchés ont connu des expériences de restructuration plus favorables. L'une des plus fructueuses a été celle de l'Argentine, où les services publics d'électricité ont été fractionnés et privatisés en 1992. L'Argentine a connu une réduction de 40 % des prix du marché de gros depuis l'ouverture du marché. Ces réductions de prix sont dues, en partie, à une efficacité accrue.

Le bassin de l'Angleterre et du pays de Galles a constitué l'un des premiers marchés de gros à être réformés. Au moment de son établissement initial, le marché s'appuyait sur deux producteurs prédominants qui bénéficiaient d'une part de marché de plus de 75 %. Même si les parts de marché de ces deux producteurs ont diminué spectaculairement, le marché continue à souffrir de l'emprise qu'exercent sur lui les deux producteurs en place. Les usagers résidentiels ont néanmoins bénéficié d'une baisse réelle de 30 % des prix de l'électricité en dix ans depuis l'ouverture du marché. Cette réduction des prix de l'électricité correspond à une efficacité accrue dans la distribution et la transmission de l'électricité ainsi qu'au remplacement des centrales au charbon à coûts supérieurs par de nouvelles centrales plus efficaces à cycle mixte alimentées au gaz naturel.

On a réalisé une restructuration fructueuse au sein du marché de l'État de Victoria en Australie. Après avoir grimpé de 15 % l'année après l'ouverture du marché en 1995, les prix de gros ont depuis lors chuté au-dessous des niveaux de 1994. Au cours de la période de quatre ans de 1996 à 1999, les prix ont été inférieurs de 30 à 50 % aux prix de 1994 et ils ont seulement augmenté récemment à un niveau se situant juste au-dessous des niveaux de 1994. La réduction des prix de l'énergie dans Victoria correspond à une diminution des coûts d'exploitation fixes attribuable à une efficacité d'exploitation accrue des centrales, à un excédent de capacité au sein du marché et aux améliorations de la compétitivité du marché qu'a permis une intégration accrue avec les marchés de l'énergie voisins.

L'expérience vécue jusqu'à présent avec la concurrence au détail au sein de la majorité des marchés a été mixte, en raison, principalement, de la faiblesse de la structure des marchés et d'une emprise abusive sur les marchés. En général, les taux de passage des usagers à un autre fournisseur et les économies offertes ont été peu élevés, et les coûts d'acquisition d'abonnés et de mise en place des systèmes nécessaires au soutien

de la concurrence de détail sont élevés. Une exception semble se dégager dans le cas des marchés des usagers de taille importante, qui ont présenté des taux de changement de fournisseur supérieurs et qui ont en conséquence pu bénéficier de la concurrence au détail. Ces gros usagers n'ont pas besoin d'effectuer le même niveau d'investissement par rapport à l'ampleur de leur charge que les petits usagers pour soutenir la concurrence au détail.

3.1.2. APPROCHE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

Le Comité spécial a recommandé que le gouvernement provincial adopte une politique de restructuration « délibérée et contrôlée » qui permettrait une transition graduelle du secteur de l'électricité à partir de sa structure monopolistique actuelle. Une telle approche de « transition dirigée » en ce qui concerne la concurrence au niveau de gros et l'accès des gros usagers au marché de détail s'avère indiquée pour trois raisons. Premièrement, elle représente le plan d'action le plus prudent compte tenu des expériences connues au sein de certains marchés de l'énergie comme la Californie, où la restructuration a eu les conséquences non intentionnelles d'accroître radicalement les prix de l'électricité et la volatilité des prix. Deuxièmement, d'autres marchés ont connu des retards dans l'établissement de la concurrence aux échelons de gros et de détail, ce qui permet de supposer qu'il est prudent de prévoir un calendrier plus réaliste pour la mise en œuvre des réformes. Troisièmement, il faut une somme substantielle de temps pour mettre en place les conditions nécessaires à l'avènement d'un marché pleinement concurrentiel.

C'est pourquoi **le gouvernement provincial accepte la recommandation du Comité spécial et adoptera une approche délibérée et surveillée en instaurant d'abord la concurrence à l'échelon de gros et en permettant la production autonome d'électricité et la concurrence au niveau de détail à l'intention des gros usagers industriels, tout en attendant que la situation devienne plus favorable avant de permettre une concurrence complète au niveau de détail**. Cette façon de procéder permettra au Nouveau-Brunswick de participer à un marché concurrentiel, d'amasser de l'expérience, de tirer des leçons des autres États et provinces et d'ouvrir la voie à la pleine concurrence au palier de détail, tout en donnant au marché le temps d'évoluer. **Le gouvernement provincial établira par ailleurs un comité de conception du marché qui se penchera sur le développement du marché de l'électricité, notamment sa conception, sa structure et ses règles, et qui lui soumettra des recommandations d'ici avril 2002.** Ces recommandations porteront également sur tous les codes et les protocoles d'opération. Conformément aux recommandations du Comité spécial, le comité de conception du marché sera composé d'une vaste brochette d'intervenants.

Les enjeux stratégiques associés à la concurrence au gros, à la production autonome d'électricité et à la concurrence au détail sont analysés dans les sections qui suivent.

3.1.3. CONCURRENCE À L'ÉCHELON DE GROS

3.1.3.1. Passage à la concurrence à l'échelon de gros

La restructuration du secteur de l'électricité en cours au sein des principaux marchés d'exportation du Nouveau-Brunswick dans le nord-est des États-Unis a une incidence

déterminante sur le marché du Nouveau-Brunswick et ses décisions stratégiques.[2] La restructuration réalisée dans le nord-est des États-Unis vise principalement à réduire les coûts de l'électricité. Les tarifs de l'électricité dans le Nord-Est étaient, en moyenne, supérieurs de 50 % à la moyenne nationale lorsqu'on a amorcé ces efforts de restructuration. En comparaison, les prix de l'électricité du Nouveau-Brunswick figurent parmi les plus bas de la région. La restructuration des marchés d'exportation du Nouveau-Brunswick découle par conséquent de facteurs différents et elle a deux répercussions importantes.

Premièrement, le nord-est des États-Unis constitue un marché d'exportation de première importance pour la société d'électricité d'État : il représente 18 % des recettes qu'elle tire de ses ventes d'énergie. Les exportations en Nouvelle-Angleterre constituent la principale source des profits de l'extérieur de la province de la société d'électricité d'État. On a construit le réseau de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick et ses centrales électriques pour capitaliser sur les possibilités offertes par les marchés qui y sont interconnectés. Les lignes de transport assurant un raccordement aux autres marchés réduisent les tarifs de l'électricité du Nouveau-Brunswick, car on vend de façon profitable au sein des marchés d'exportation l'électricité excédentaire des centrales du Nouveau-Brunswick. Sans ces ventes à l'extérieur de la province, les prix de l'électricité du Nouveau-Brunswick seraient supérieurs d'environ 10 %.

L'accès du Nouveau-Brunswick au marché du Nord-Est a cependant été limité parce que la société d'électricité d'État ne permet pas un accès au marché de gros et que son tarif de transport n'est pas assujetti à un examen en vertu d'une réglementation. Le service de transport de l'électricité du Nouveau-Brunswick ne satisfait en conséquence pas aux exigences de réciprocité de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (« FERC ») (ordonnance n° 888 de la FERC).[3] Il est par conséquent interdit au Nouveau-Brunswick de vendre de l'électricité directement à des clients aux États-Unis et la province n'effectue présentement des ventes qu'à la frontière américaine. Vu cet accès limité, la société d'électricité d'État doit s'en remettre à d'autres intermédiaires, qui effectuent des ventes en son nom aux États-Unis. Cette façon de faire réduit la rentabilité de ses ventes et limite les possibilités qui s'offrent à la société d'électricité d'État. Cette dernière pourrait faire face à d'autres restrictions émanant de nouvelles réformes amorcées par la FERC, qui essaie de favoriser l'établissement de marchés géographiques plus étendus par l'entremise des organisations régionales de transport (« ORT »).[4]

---

[2] Les chiffres de Statistique Canada révèlent que les exportations du Nouveau-Brunswick dans cette région représentent 58 % de ses exportations totales. Ces exportations sont primordiales pour l'économie du Nouveau-Brunswick, car une proportion de 66 % du PIB du Nouveau-Brunswick repose sur les exportations à l'étranger et interprovinciales. De plus, l'électricité représente un coût substantiel pour un grand nombre d'industries d'exportation du Nouveau-Brunswick. Par exemple, dans le cas de l'industrie des pâtes et papiers, qui constitue la quatrième source d'exportations à destination des États-Unis du Nouveau-Brunswick, les combustibles et l'électricité représentent 13 % des coûts totaux. (*Recensement annuel des fabricants, Principales statistiques des industries manufacturières du Nouveau-Brunswick*).

[3] La FERC constitue l'organisme fédéral américain de réglementation responsable de la surveillance du commerce de l'énergie à l'échelon de gros, y compris l'établissement des prix du transport de l'énergie, aux États-Unis.

[4] Les ORT sont des organisations indépendantes qui possèdent la responsabilité opérationnelle et l'autorité administrative d'installations régionales de transport. Même si les ORT constituent des organisations volontaires et qu'on laisse beaucoup de discrétion aux requérants pour la structuration de l'ORT, la FERC a

Deuxièmement, les industries du Nouveau-Brunswick bénéficient aujourd'hui d'un avantage concurrentiel par rapport aux marchés du Nord-Est. Cette situation est attribuable au fait que les tarifs de la société d'électricité d'État établis en fonction des coûts du Nouveau-Brunswick sont inférieurs aux prix du marché du Nord-Est et que les tarifs dans le Nord-Est sont supérieurs aux prix du marché pendant qu'on est en train de payer les coûts non amortis dans cette région. Les concurrents des industries du Nouveau-Brunswick situées dans ses principaux marchés d'exportation du nord-est des États-Unis sont toutefois susceptibles de bénéficier à longue échéance de réductions du coût de l'électricité.[5] Si on ne prend pas de mesures pour veiller à ce que les industries du Nouveau-Brunswick continuent à bénéficier des réformes du marché de l'énergie, la concurrentialité des industries du Nouveau-Brunswick pourrait être négativement affectée à long terme.[6] Il faut apporter des réformes dans le marché de l'énergie de gros du Nouveau-Brunswick pour s'assurer que la province pourra conserver le plus longtemps possible l'avantage que procurent les ventes à l'exportation ainsi que les prix inférieurs de l'électricité dont elle jouit maintenant.

L'établissement d'un marché de gros concurrentiel au Nouveau-Brunswick soumettra les investissements substantiels de capitaux à un test de marché et permettra au marché de dicter les décisions au sujet de la nécessité de centrales électriques supplémentaires et des stratégies de réduction des coûts de production. Une telle démarche laisse supposer que les mauvaises décisions d'investissement pénaliseraient les investisseurs plutôt que les clients. Au sein d'un modèle de marché réglementé, comme celui qui existe maintenant au Nouveau-Brunswick, les clients partagent les coûts des mauvaises décisions. Par conséquent, les décisions d'investissement mal éclairées constituent le principal risque du maintien des prix avantageux de l'électricité du Nouveau-Brunswick. La restructuration du marché de gros du Nouveau-Brunswick pourrait toutefois lier les prix du Nouveau-Brunswick à ceux du marché de l'énergie plus étendu du Nord-Est et elle pourrait accroître les prix de l'électricité à brève échéance, car les prix du Nouveau-Brunswick migrent vers la moyenne des marchés qui y sont jumelés. L'encadrement proposé, qui permet une participation au sein du marché de gros, contribuera à maintenir les bas prix de l'électricité du Nouveau-Brunswick pour le bénéfice des usagers existants. Pour permettre au Nouveau-Brunswick de participer pleinement au marché à l'exportation en se conformant entièrement aux exigences du marché de gros, **le gouvernement provincial tentera d'instaurer la concurrence au niveau de gros d'ici avril 2003**. Pour éliminer la possibilité d'un déplacement des coûts

---

établi quatre critères minimaux et huit fonctions minimales pour s'assurer que les ORT sont en mesure d'assumer le rôle souhaité. Le Nouveau-Brunswick participe aux discussions visant à stimuler l'établissement d'une ORT de l'Est du Canada. L'un des principaux objectifs de ces discussions consiste à élargir l'ampleur de ces marchés et, ce faisant, à améliorer leur compétitivité.

[5] De nouvelles centrales électriques extrêmement efficaces dont la production équivaut à environ 20 % de la production existante de la région (et représentant un investissement total de plus de 2,5 milliards de dollars) ont récemment commencé à être exploitées commercialement ou sont en voie de construction. Ces nouvelles centrales devraient entraîner une baisse des prix de l'électricité, comme en témoignent les prix à terme inférieurs soumis par les négociants.

[6] La réduction de la concurrentialité du Nouveau-Brunswick qu'entraînerait l'omission d'instaurer des réformes ne suppose pas que les tarifs d'électricité du Nouveau-Brunswick deviendraient supérieurs à ceux de la Nouvelle-Angleterre, mais simplement que l'ampleur des différences dans les prix de l'électricité entre les régions diminuerait. Les prix inférieurs de l'électricité réduiraient l'avantage concurrentiel existant permettant de compenser les autres désavantages concurrentiels existants, comme les coûts supérieurs de transport.

du concurrent de gros vers les abonnés de la société d'électricité d'État restants, **le gouvernement provincial obligera les participants au marché de gros qui réduisent leur charge ferme du réseau de la société d'électricité d'État à des niveaux inférieurs à leur charge de l'année civile 1999 à verser une redevance d'annulation de service ou d'autres droits équivalents, entérinés par la Commission.**

3.1.3.2. Établissement d'un marché relativement concurrentiel

La taille limitée du marché du Nouveau-Brunswick représente un défi considérable pour l'établissement d'un marché de l'énergie de gros relativement concurrentiel. Diverses études avancent que l'échelle minimale d'efficacité du secteur de la production d'électricité varie entre 3 400 et 8 000 MW. Même si ces économies d'échelle s'avèrent essentielles au sein d'une entreprise de production d'électricité et qu'elles ne nécessitent pas que les installations de production soient entièrement situées en un même endroit, la taille du marché du Nouveau-Brunswick, dont la pointe de consommation se chiffre à environ 3 000 MW, pose un défi pour l'atteinte d'une échelle d'efficacité minimale. La théorie économique et l'expérience récente permettent de supposer qu'il faut au minimum environ cinq entreprises de taille égale pour obtenir un marché relativement concurrentiel.[7] De plus, la part maximale de marché de l'un ou l'autre des fournisseurs ne doit généralement pas excéder 35 %.[8] À vrai dire, pour établir un marché relativement concurrentiel à l'intérieur du Nouveau-Brunswick, il faudrait fractionner le portefeuille de production d'énergie de la société d'électricité d'État ou accroître substantiellement les interconnexions de transport d'énergie de la province avec les marchés voisins de manière à offrir un accès supérieur au Nouveau-Brunswick.[9] Le fractionnement du portefeuille de production d'énergie de la société d'électricité d'État risque d'entraîner un sacrifice de ses économies d'échelle, qui pourrait aboutir à des coûts supérieurs pour les usagers du Nouveau-Brunswick, ou de

---

[7] Lorsqu'on évalue la concurrentialité éventuelle du marché de l'énergie de gros du Nouveau-Brunswick par rapport à cette norme des cinq entreprises, il faut reconnaître que le marché à évaluer représente un marché constitué d'usagers jouissant d'un choix. De plus, les concurrents au sein du marché comprennent des entreprises qui peuvent alimenter les usagers par les lignes de jonction établies avec les autres États.

[8] Le Bureau de la concurrence utilise fréquemment cette norme pour évaluer s'il faut mettre en question une fusion envisagée parce qu'elle pourrait s'avérer anticoncurrentielle.

[9] La Navigant Consulting, Inc. a préparé un rapport qui a évalué des conditions d'établissement d'un marché de l'énergie de gros concurrentiel au Nouveau-Brunswick. Le rapport révèle qu'il faudrait satisfaire aux cinq conditions qui suivent pour implanter un marché concurrentiel à l'intérieur du Nouveau-Brunswick : 1) Il faut établir une ORT regroupant le Nouveau-Brunswick, New York, la Nouvelle-Angleterre et le Québec, et cette ORT doit réduire l'étagement des tarifs de transport de même que le transit entre tarifs. (On entend par « étagement des tarifs de transport » l'addition de tarifs de transport par chaque réseau de transport franchi entre le producteur et l'usager final.) 2) La production et le transport de l'électricité doivent être séparés, soit à l'échelon institutionnel, soit au moyen d'une structure d'ORT, et ils doivent être gérés indépendamment. 3) Il faut établir une deuxième ligne de jonction de transport de 345 kV avec la Nouvelle-Angleterre pour amplifier l'intégration du Nouveau-Brunswick au sein du marché plus vaste de l'énergie du Nord-Est. 4) Il faut céder à une société de distribution les contrats de production autonome et les droits au projet de la baie de Courtenay de la société d'électricité d'État ou restructurer les contrats pour que ces ressources contribuent en tant que fournisseurs concurrentiels au sein du marché plus vaste de l'énergie du Nord-Est. 5) Si toutes les centrales hydroélectriques et centrales à combustibles fossiles du Nouveau-Brunswick appartiennent à un même intéressé, les ressources hydroélectriques ne devront pas déterminer les prix et il faudra établir des restrictions empêchant le propriétaire des centrales hydroélectriques de les utiliser pour retenir matériellement de l'énergie. De plus, le marché serait relativement plus concurrentiel et présenterait moins de volatilité si on limitait la concurrence aux contrats bilatéraux et si la société d'électricité d'État devait desservir la clientèle de son réseau de distribution en vertu d'un contrat d'admissibilité.

réduire la valeur de la société d'électricité d'État. Par conséquent, l'instauration d'un marché de gros relativement concurrentiel à l'intérieur du Nouveau-Brunswick représentera un défi et le gouvernement devra vraisemblablement se montrer vigilant en ce qui concerne la concurrentialité du marché de gros du Nouveau-Brunswick.

Le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché de soumettre des recommandations quant à la surveillance du marché et les problèmes reliés à l'établissement d'un marché de l'électricité relativement concurrentiel.

3.1.3.2.1 Interconnexions

L'une des conditions déterminantes pour l'établissement d'un marché concurrentiel réside dans l'amélioration des interconnexions du Nouveau-Brunswick avec les marchés voisins. La participation possible du Nouveau-Brunswick au marché du Nord-Est est substantiellement limitée par les contraintes matérielles que pose le réseau de transport existant. La construction d'une ligne de transport d'électricité supplémentaire assurant une liaison avec la Nouvelle-Angleterre représente un aspect critique de l'établissement d'un marché concurrentiel. Tout permet de supposer que sans un nombre accru de lignes, la capacité du Nouveau-Brunswick d'ouvrir ses marchés de gros et de détail sera limitée[10] et qu'on ne pourra offrir un accès concurrentiel qu'aux trois entreprises d'électricité municipales, soit Saint John, Perth-Andover et Edmundston.[11] Ces trois entreprises d'électricité municipales représentent une charge d'environ 250 MW, laquelle ne pourrait être fournie par les interconnexions existantes que par un certain nombre de différents intéressés, en supposant la mise en œuvre de diverses réformes qui rendraient le marché de gros de ces clients relativement concurrentiel. Permettre la concurrence à un nombre accru d'usagers posera vraisemblablement des problèmes jusqu'à la construction d'installations d'interconnexion supplémentaires. **Le gouvernement provincial chargera la société d'électricité d'État de rechercher des options pour éliminer les restrictions matérielles empêchant sa participation dans les marchés voisins avec l'augmentation de sa capacité de transport** afin d'accroître ses possibilités d'élargissement du marché et de mettre en place un marché plus dynamique et concurrentiel.

La participation éventuelle du Nouveau-Brunswick à une ORT constitue un aspect important de l'amélioration de ces interconnexions. Sans l'établissement d'une telle ORT, il faudra intégrer plus intimement le marché de l'énergie du Nouveau-Brunswick avec le marché de l'énergie du Nord-Est. **Le gouvernement provincial enjoindra par conséquent la société d'électricité d'État de poursuivre ses pourparlers avec les provinces et États voisins au sujet de la formation d'une organisation régionale de transport ou d'autres mécanismes visant à améliorer le niveau général d'accès parmi ces réseaux.**

---

[10] Il est important de disposer d'installations d'interconnexion supplémentaires pour des raisons de concurrentialité, car celles-ci accroîtront la production concurrentielle pouvant accéder au marché du Nouveau-Brunswick et elles amélioreront la valeur de la production de la société d'électricité d'État en améliorant sa capacité de réaliser des ventes à l'exportation au sein du marché de la Nouvelle-Angleterre.

[11] Les usagers de gros auront accès à d'autres fournisseurs chaque fois que la société d'électricité d'État ouvrira pleinement son réseau de transport d'énergie.

3.1.3.3. Dégroupement fonctionnel de la société d'électricité d'État

Un élément de la transition dirigée recommandée par le Comité spécial prévoit que « l'on scinde structuralement la société d'électricité d'État en trois sociétés d'État distinctes : Production NB, Énergie NB et Distribution NB ». Cette mesure vise à assurer la mise en place de mécanismes de protection comptable séparant sur le plan financier les activités concurrentielles comme les services d'énergie et de production des activités réglementées cherchant à empêcher l'interfinancement. Le gouvernement considérera les détails d'une telle séparation au cours du stade subséquent du processus, au fur et à mesure qu'on déterminera l'avenir de la société d'électricité d'État et qu'on instaurera la politique énergétique.

Entre-temps, la FERC exige, au minimum, une séparation fonctionnelle des fonctions du transport et de la production d'énergie de même qu'un code déontologique assurant le respect du tarif de transport d'énergie à libre accès prescrit dans l'ordonnance n° 889 de la FERC. On croit que la société d'électricité d'État satisfait aux exigences de l'ordonnance n° 889 de la FERC en ce qui concerne la séparation fonctionnelle de ses activités, lesquelles exigences représentent le critère minimal exigé aux États-Unis aux fins d'une concurrence bilatérale relative. Compte tenu de l'importance des ventes à l'exportation d'électricité pour le Nouveau-Brunswick, il semble que toute solution structurale qui s'offre à la société d'électricité d'État devrait lui permettre de devenir un participant à part entière du marché américain. Un dégroupement fonctionnel réalise cet objectif sans restreindre les options futures accessibles pour la restructuration de la société d'électricité d'État. L'avantage économique de retenir les économies d'échelle permises à la société d'électricité d'État de taille relativement réduite rendent la solution du dégroupement fonctionnel préférable à une scission structurale. Il n'est donc pas indispensable d'établir trois sociétés d'État distinctes.

Dans son ordonnance n° 2000 sur les ORT, la FERC exige une propriété passive de l'ORT en vertu de laquelle le conseil d'administration agit de façon tout à fait indépendante des participants du marché ayant un intérêt direct dans une situation du marché donnée. Compte tenu de la possibilité que les exigences de l'ordonnance n° 2000 de la FERC évoluent de même que des incertitudes liées à leur mode d'application aux organisations canadiennes, **le gouvernement provincial continuera à surveiller attentivement les problèmes de conformité du marché émergent, en particulier en ce qui concerne les exigences de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »)**.

3.1.3.4. Établissement de règles du jeu équitables

Le fait qu'on pourrait percevoir que la société d'électricité d'État jouit d'un avantage concurrentiel inhérent par rapport aux nouveaux arrivants est un aspect qui peut présenter un obstacle à l'entrée au sein du marché de l'énergie de gros. La société d'électricité d'État jouit d'un avantage concurrentiel marqué sur les organisations à but lucratif parce qu'elle est exemptée des impôts fédéraux et provinciaux sur les sociétés et des impôts sur le capital, mis à part certains impôts fonciers et la totalité des taxes sur la consommation d'eau, et parce que le gouvernement provincial garantit sa dette.[12] La société d'électricité d'État verse effectivement une commission de garantie au

[12] Il a été estimé que cet avantage concurrentiel représente un avantage de 10 à 20 % par rapport aux coûts.

gouvernement provincial pour couvrir le coût de la garantie de la dette. Par conséquent, si la société d'électricité d'État était libre de mettre sur pied de nouveaux projets de production d'énergie au Nouveau-Brunswick, elle pourrait le faire à un coût inférieur à ses concurrents. Cette situation rendra probablement les concurrents hésitants à investir au Nouveau-Brunswick à moins qu'on n'apporte des changements pour imposer à la société d'électricité d'État des dispositions qui rendront les règles du jeu équitables pour les autres participants du marché. Un problème se pose : le danger de pertes fiscales au bénéfice du gouvernement fédéral si la société d'électricité d'État adopte une orientation entièrement commerciale et qu'elle est, en conséquence, assujettie à une pleine taxation commerciale. **Le gouvernement provincial examinera la question de l'établissement de règles du jeu équitables pour la société d'électricité d'État et les autres participants du marché au cours des deux prochaines années, et il s'assurera que ces règles ne gêneront pas l'apparition d'un marché de gros concurrentiel.**

3.1.3.5. Fiabilité de l'approvisionnement

Les normes de fiabilité employées dans la planification et la gestion des réseaux d'énergie électrique étaient par le passé définies par le North American Electric Reliability Council (« NERC ») et ses conseils régionaux. Aujourd'hui, les gestionnaires des réseaux d'électricité sont obligés de satisfaire aux normes du NERC, mais on discute de la nécessité de règles régissant la suffisance de l'approvisionnement en électricité. L'approche la plus conservatrice prévoit l'établissement d'exigences par rapport à la capacité obligeant les fournisseurs à prévoir une capacité suffisante pour garantir la fiabilité visée. Une autre possibilité consisterait à permettre aux participants du marché de prendre individuellement des décisions au sujet des niveaux indiqués d'assurance-contrat et donc de volatilité, et à obliger les fournisseurs à réagir en se dotant de la capacité voulue pour soutenir ces engagements contractuels. En théorie, les participants du marché devraient être en mesure de prendre pour eux-mêmes de meilleures décisions que si on laissait les règles du marché définir la capacité nécessaire. Il est toutefois reconnu que les insuffisances de capacité peuvent s'avérer extrêmement coûteuses, en raison des prix supérieurs de l'énergie liés aux périodes prolongées de tarifs de pénurie. Il est par conséquent indiqué d'établir des exigences en fait de capacité si on redoute que d'autres éléments de la structure du marché empêchent les fournisseurs de disposer d'incitatifs suffisants pour qu'ils se dotent d'une capacité nouvelle. **Le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché d'examiner la fiabilité de l'approvisionnement du Nouveau-Brunswick dans ses recommandations au sujet de la structure du marché.**

3.1.3.6. Entreprises de distribution d'électricité

Les usagers sont actuellement alimentés en électricité par la section de distribution de la société d'électricité d'État ainsi que par les trois entreprises d'électricité municipales existantes (Saint John, Edmundston et Perth-Andover). Conformément à l'approche adoptée par le Nouveau-Brunswick face à la restructuration, **le gouvernement provincial tentera d'instaurer une concurrence à l'échelon de gros en permettant aux entreprises de distribution d'électricité d'obtenir de l'électricité au sein du marché de concurrence d'ici le 1er avril 2003.** Cette disposition permettra de satisfaire aux exigences de la FERC en matière de concurrence à l'échelon de gros tout en observant une approche prudente permettant à la province d'acquérir de l'expérience dans un marché de concurrence.

Après qu'on aura laissé le marché de concurrence déterminer le prix de l'énergie de gros payé par les entreprises d'électricité municipales, on ne disposera d'aucun moyen d'évaluer si les tarifs imposés aux usagers sont raisonnables. De plus, l'achat d'électricité au sein du marché de concurrence rendra ces entreprises de distribution d'électricité vulnérables aux risques du marché. Pour pallier ces problèmes, **le gouvernement provincial obligera les entreprises de distribution d'électricité à soumettre leurs tarifs et tous leurs contrats de longue durée à la Commission.** Cette dernière pourra amorcer une enquête sur ces tarifs ou contrats de longue durée à la suite d'une plainte d'un usager ou de son propre chef. Il faut reconnaître que le simple examen des contrats de longue durée ne protégera pas les entreprises de distribution d'électricité de tous les risques du marché. Une telle protection nécessiterait un examen officiel du plan d'approvisionnement, lequel s'avérerait probablement exagérément gênant.

Les trois entreprises d'électricité municipales du Nouveau-Brunswick desservent un marché urbain relativement dense comportant une proportion supérieure d'abonnés d'usage général (entreprises commerciales et petites industries) dont les tarifs sont plus élevés que les coûts du service. À l'opposé, la société d'électricité d'État dessert un marché diversifié et constitué à la fois de secteurs urbains et de secteurs ruraux de faible densité. La création d'entreprises de distribution d'électricité urbaines supplémentaires est encline à entraîner une hausse des coûts pour les autres abonnés de la société d'électricité d'État, car les coûts engagés pour desservir les usagers urbains sont généralement inférieurs aux coûts engagés pour desservir les usagers ruraux. Plusieurs raisons expliquent cette situation. Premièrement, la concentration d'usagers entraîne généralement des coûts de distribution plus bas lorsqu'on dessert des clients urbains que lorsqu'on dessert des clients ruraux, et l'écart entre les tarifs urbains et ruraux de la société d'électricité d'État ne correspond pas aux coûts supérieurs à engager pour desservir les abonnés ruraux. Deuxièmement, les secteurs ruraux comportent une proportion supérieure d'abonnés commerciaux et de petites industries. Le rapport du Comité spécial signale que certains membres du Comité estiment qu'il existe une iniquité dans les droits de concession existants des trois entreprises d'électricité municipales « en raison du fait que ces trois municipalités pourraient ne pas contribuer directement au maintien de l'abordabilité de l'électricité dans les régions rurales du Nouveau-Brunswick ».

Vu les structures de coûts différentes, d'autres municipalités du Nouveau-Brunswick pourraient considérer l'établissement de leurs propres entreprises de distribution d'électricité pour participer à un marché de gros concurrentiel. L'établissement d'entreprises de distribution d'électricité supplémentaires créerait toutefois vraisemblablement des coûts additionnels, car on perdrait les économies d'échelle qu'offre la société d'électricité d'État. La création d'entreprises de distribution d'électricité supplémentaires favoriserait l'augmentation des coûts généraux qu'assume le gouvernement provincial et un déplacement des coûts des clients des nouvelles entreprises d'électricité municipales vers les abonnés de la société d'électricité d'État qui resteraient. Par conséquent, conformément aux recommandations du Comité spécial, **le gouvernement provincial ne permettra pas l'établissement d'aucune nouvelle entreprise de distribution d'électricité au Nouveau-Brunswick pour le moment et il limitera les entreprises de distribution d'électricité existantes à leur territoire d'activité actuel**.

3.1.4. EXPANSION DE LA PRODUCTION AUTONOME

Les projets privés de production autonome d'énergie, en particulier les projets de coproduction et les projets de centrales à cycle mixte, représenteront vraisemblablement les additions de capacité de production les plus économiques au Nouveau-Brunswick, vu leur efficacité élevée en fait de conversion d'énergie, les coûts d'investissement relativement faibles qu'ils requièrent et l'accessibilité du gaz naturel. La *Loi sur l'énergie électrique* exige cependant une autorisation en vertu d'un décret des centrales de plus de 500 HP (0,4 MW). À longue échéance, les contraintes limitant la réalisation de ces projets gêneront l'apparition d'un marché de gros de l'énergie concurrentiel au Nouveau-Brunswick. Pour encourager l'avènement d'un marché de gros plus concurrentiel au Nouveau-Brunswick, **le gouvernement provincial déposera des modifications à la *Loi sur l'énergie électrique* prévoyant l'élimination des restrictions présentement imposées sur la construction des centrales.**

3.1.4.1. Centrales commerciales

Par le passé, l'électricité produite par les projets de production autonome était vendue à la société d'électricité en place ou elle était fournie à l'industrie en tant que production autonome « interne ». Plus récemment, on a construit dans les endroits où existent des marchés concurrentiels, des installations de production d'énergie visant à alimenter le marché directement en énergie. De tels projets doivent satisfaire aux normes d'interconnexion pour assurer une exploitation fiable du réseau énergétique et distribuer de l'énergie par le réseau de transport en vertu d'un tarif à libre accès. On pourrait améliorer l'avènement d'un marché de gros plus concurrentiel au Nouveau-Brunswick en construisant des installations de production commerciales.

Le gouvernement provincial habilitera la Commission à approuver les besoins d'interconnexion avec le réseau de transport des centrales commerciales et leur utilisation du réseau de transport en vertu d'un tarif à libre accès réglementé.

3.1.4.2. Production autonome

Les projets de production autonome peuvent offrir des avantages sur le plan de l'efficacité et sur le plan écologique. À court terme, la réalisation de projets de production autonome pourrait créer des coûts non amortis pour le Nouveau-Brunswick en raison du déplacement des ventes de la société d'électricité d'État conjugué aux restrictions limitant le transport d'énergie en Nouvelle-Angleterre. Les ventes accrues au sein des marchés d'exportation du Nouveau-Brunswick ne peuvent pas compenser ces ventes perdues à cause des restrictions de transport d'énergie limitant l'accès au marché de la Nouvelle-Angleterre pendant certaines périodes. Par conséquent, en attendant que le Nouveau-Brunswick ait besoin d'une capacité de production supplémentaire ou qu'on accroisse la capacité de la ligne de jonction avec la Nouvelle-Angleterre, la société d'électricité d'État devra imposer des redevances d'annulation de service lorsqu'elle perdra la charge d'un client afin de maintenir des coûts stables pour les abonnés qui restent. **Le gouvernement provincial imposera à cette fin des redevances d'annulation de service ou d'autres droits équivalents, « entérinés » par la Commission, aux producteurs autonomes qui réduiront leur charge ferme du réseau de la société d'électricité d'État à des niveaux inférieurs à leur charge de l'année civile 1999.** Cette disposition s'inscrit dans l'esprit des recommandations du Comité spécial au sujet de la production autonome d'énergie et elle vise à éliminer la

possibilité d'un déplacement des coûts du producteur autonome vers les abonnés qui restent. De plus, **le gouvernement provincial habilitera la Commission à approuver les frais pour services accessoires, les frais de transport et, jusqu'à l'établissement d'une concurrence relative, le service auxiliaire en vertu d'un contrat type**. Le principal facteur à la source de l'établissement de ces frais est le désir du gouvernement d'éviter un déplacement des coûts des producteurs autonomes d'énergie vers les abonnés de la société d'électricité d'État qui restent.

En ce qui concerne les services accessoires, les frais de transport et le service auxiliaire, le gouvernement compte traiter tous les producteurs autonomes d'énergie sur un pied d'égalité, sans causer de perturbation des tarifs des installations existantes. C'est pourquoi il pourrait s'avérer nécessaire d'augmenter graduellement les tarifs des producteurs autonomes existants jusqu'à ce que leurs tarifs pour les services secondaires, leurs frais de transport et, le cas échéant, le service auxiliaire en vertu d'un contrat type, correspondent à ceux des nouveaux projets de production autonome. Tous les producteurs autonomes seront traités sur un pied d'égalité et, par considération pour les installations existantes, **le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché d'examiner des façons d'éviter une perturbation des tarifs des producteurs autonomes existants**.

3.1.5. PLEINE CONCURRENCE À L'ÉCHELON DE DÉTAIL

Un autre élément touchant l'instauration de la concurrence au sein du secteur des services publics d'électricité concerne les ventes de détail d'électricité directement aux usagers finals. L'offre d'un choix au niveau de détail permet aux usagers d'effectuer un choix parmi tout un éventail de services et de produits séparés et de retenir l'offre qui répond le mieux à leurs besoins, ce qui encourage l'innovation par rapport aux produits et aux services. La fourniture d'un choix au détail permettrait en outre aux usagers d'acheter de l'électricité produite à partir de ressources renouvelables, ce qui encouragerait la production écologique d'énergie et pourrait permettre des économies aux usagers, de même que l'innovation au sein du marché, une synergie avec le marché de vente au détail et l'établissement de prix correspondant aux coûts à l'intention des usagers.

Par définition, un marché concurrentiel nécessite une diversité de fournisseurs et d'acheteurs. Dans la majorité des marchés de l'électricité, le distributeur local constitue l'unique acheteur d'énergie. La concurrence au sein du marché du détail accroît le nombre d'acheteurs au palier de gros et elle contribue à l'instauration d'un marché plus concurrentiel. Les détaillants représentent par ailleurs une possibilité importante de contrats bilatéraux de durée prolongée qui aident les installations de production d'énergie à financer leurs projets, ce qui élimine une difficulté pouvant se poser à leur venue.

Mis à part les usagers assujettis à des tarifs de consommation interruptible/réduisible ou à des tarifs de consommation horaire ou « en temps réel », la majorité des usagers d'électricité ne sont pas exposés à la véritable volatilité des prix de gros de l'électricité. Ainsi, au sein d'un marché sans concurrence au détail, peu d'usagers, s'il en est, obtiennent des signaux de prix correspondant pleinement aux coûts; par conséquent, peu d'usagers modifient leur mode de consommation pour réduire les coûts globaux du marché. Pour préparer l'implantation de la pleine concurrence à l'échelon de détail, le

gouvernement provincial obligera les entreprises de distribution d'électricité à sensibiliser davantage les abonnés aux prix et conditions réels du marché.

3.1.5.1. Approche stratégique face à la pleine concurrence à l'échelon de détail

L'expérience vécue jusqu'ici avec la concurrence à l'échelon de détail a donné des résultats mixtes au sein de la majorité des marchés. En général, les taux de transfert d'usagers et les économies offertes à ces usagers ont été peu élevés. De plus, les coûts à engager pour acquérir des usagers et mettre en place les réseaux nécessaires à soutenir la concurrence au détail sont élevés. En outre, vu la taille possible du marché de détail du Nouveau-Brunswick, il est probable que les avantages offerts à la majorité des catégories d'usagers seraient inférieurs aux coûts à engager. Le gouvernement préconise par conséquent une approche stratégique face à la pleine concurrence au détail prévoyant l'implantation de la concurrence au niveau de détail dans la majorité des segments de clientèle seulement après qu'on aura démontré ses avantages pour les consommateurs au sein d'autres marchés comparables et qu'on croira une telle concurrence viable au Nouveau-Brunswick.

Les principales questions stratégiques que suscite la perspective de l'avènement de la concurrence à l'échelon de détail au Nouveau-Brunswick sont les suivantes :

- Devrait-on instaurer la concurrence au niveau de détail par étapes et, le cas échéant, quelles seraient les étapes qui conviendraient et à quels moments devraient-elles survenir?

- Quel service devrait-on offrir aux usagers qui choisissent de ne pas adopter un détaillant concurrentiel?

- Quel niveau de réciprocité le gouvernement devrait-il exiger des participants au marché de détail de l'extérieur du Nouveau-Brunswick?

- Que devrait-on faire au sujet de l'interfinancement au sein de la structure tarifaire actuelle?

Les sections qui suivent fournissent des réponses stratégiques à ces questions.

3.1.5.2. Calendrier et étapes

3.1.5.2.1 Gros usagers industriels de détail

Certains États ont implanté la concurrence à l'échelon de détail simultanément pour toutes les catégories d'usagers, tandis que d'autres ont instauré la concurrence au détail à l'intention des usagers les plus importants d'abord, puis ont procédé par tranches successives d'usagers de taille plus restreinte à divers intervalles.

Dans les régions où l'on a implanté une concurrence au détail, le taux de migration ou la proportion d'usagers passant du fournisseur en place à un détaillant concurrentiel a été la plus élevée parmi les gros usagers industriels et la plus faible parmi les petits

usagers. Un certain nombre de raisons expliquent pourquoi le transfert diminue avec la taille des usagers. En général, les gros usagers possèdent les connaissances et la puissance voulues pour se procurer indépendamment les autres produits et services énergétiques, car ces usagers n'ont habituellement pas besoin de produits et de services groupés avec l'électricité ou ne veulent pas de ce genre de produits et services. De plus, les types de transactions et les règles du marché visant les gros usagers industriels sont analogues à celles des participants de gros, ce qui réduit les coûts additionnels liés à l'implantation de la concurrence au niveau de détail pour les gros usagers industriels. Par ailleurs, l'activité concurrentielle est moins intense vis-à-vis des clients de taille réduite et les économies réalisées par les petits usagers sont inférieures tant du point de vue absolu qu'en pourcentage. Compte tenu du temps et des efforts nécessaires pour demander des offres des détaillants et prendre une décision face à plusieurs offres concurrentielles (ainsi que pour comprendre les règles du marché pertinentes et prendre une décision pleinement éclairée), de nombreux petits usagers estiment probablement que le transfert de fournisseur ne vaut pas le temps et les efforts requis.

Au Nouveau-Brunswick, le groupe le plus nombreux d'usagers industriels représente moins de 1 % de la clientèle, mais plus de 40 % de la consommation d'électricité du marché. Cette situation entraînerait des coûts de détail substantiellement plus bas ($/MWh) pour les gros usagers industriels que pour les petits usagers commerciaux et résidentiels. Dans nombre de cas, une vaste partie des économies réalisées par les usagers changeant de fournisseur peut être attribuée à l'établissement de tarifs correspondant davantage aux coûts et à une concurrence accrue au niveau de gros, plutôt qu'à l'implantation de la concurrence au détail.

Cela nous permet de supposer que l'échelonnement de l'implantation de la concurrence au détail – en commençant par les gros usagers industriels, puis en continuant avec les usagers de taille plus réduite, en une ou plusieurs tranches – conviendrait très bien au marché du Nouveau-Brunswick. L'échelonnement de l'implantation de la concurrence au détail permettrait en outre mieux aux décideurs du Nouveau-Brunswick de tirer des leçons des expériences vécues au sein des autres marchés et il leur donnerait le temps de bénéficier des progrès anticipés dans les techniques de mesurage de la consommation et les modes d'établissement de transactions permettant de réduire les coûts associés à la concurrence au détail pour les petits usagers. **Le gouvernement provincial permettra par conséquent aux gros usagers industriels, c.-à-d. tous les usagers industriels ayant des besoins contractuels minimaux de 750 kW connectés au réseau de transport d'énergie, de choisir un fournisseur de détail concurrentiel, dans le but d'implanter la concurrence pour les gros usagers industriels en avril 2003.** Pour éliminer la possibilité d'un déplacement des coûts des gros usagers industriels vers les abonnés restants, **le gouvernement provincial imposera des redevances d'annulation de service ou d'autres droits équivalents, ratifiés par la Commission, aux gros usagers industriels réduisant leur charge ferme du réseau de la société d'électricité d'État à des niveaux inférieurs à leur charge de l'année civile 1999.**

Le gouvernement provincial chargera de plus **le comité de conception du marché à formuler des recommandations visant à atténuer son emprise sur le marché de l'électricité de gros et celui des gros usagers industriels de détail, de sorte qu'on puisse respecter la date de mise en œuvre visée.**

3.1.5.2.2. Petits usagers de détail

On est incertain des avantages que pourront tirer à court terme les petites entreprises et les usagers résidentiels de l'implantation de la concurrence au détail, à cause de la taille limitée du marché du Nouveau-Brunswick et de l'interfinancement existant dans les structures tarifaires actuelles. La concurrence au détail à l'intention des petites entreprises et des usagers résidentiels n'entraînera probablement pas à court terme un marché de détail dynamique, car on s'attend à ce que peu de détaillants participent à ce marché.

Les petits usagers sont moins en mesure de s'adapter à la volatilité des prix du marché que les gros usagers. Les autres causes de l'insatisfaction éprouvée par les petites entreprises et les usagers résidentiels au sein des marchés de détail concurrentiels comprennent : 1) les économies insuffisantes réalisées comparativement au temps et aux efforts nécessaires pour trouver et choisir un fournisseur concurrentiel; 2) la difficulté de comparer les offres des détaillants sur un même pied, c.-à-d. de comparer « *des pommes avec des pommes* »; et 3) les problèmes de facturation et de mesurage de la consommation après le transfert de fournisseur.

Finalement, au Nouveau-Brunswick, l'implantation de la concurrence au détail à l'intention des petites entreprises et des usagers résidentiels nécessiterait à court terme l'élimination de l'interfinancement existant dans un délai relativement serré, ce qui pourrait créer des perturbations des tarifs pour certains usagers. C'est pourquoi **le gouvernement provincial ne passera pas directement à la pleine concurrence au niveau de détail, mais qu'il examinera les mérites de l'implantation de la concurrence au détail pour les petits usagers tous les deux ans ou à la suite de points ou d'événements déclencheurs définis à l'avance.** Le Nouveau-Brunswick considérera, dans la mesure où cela sera indiqué d'après les avantages nets qu'en tirerait la société, un échelonnement plus poussé de la concurrence à l'échelon de détail à l'intention d'usagers de taille progressivement plus réduite.

3.1.5.3. Service en vertu d'un contrat type

Les prix de l'électricité au Nouveau-Brunswick sont inférieurs à ceux de la majorité des marchés de l'énergie voisins.[13] On peut donc supposer qu'au fur et à mesure qu'on ouvrira les marchés de gros et de détail du Nouveau-Brunswick, les consommateurs du Nouveau-Brunswick pourraient cesser de profiter des prix relativement peu élevés de l'électricité dont ils bénéficient maintenant, car les prix de l'énergie en vigueur au Nouveau-Brunswick augmenteront au niveau de la moyenne régionale.

De plus, la concurrence au détail a une répercussion déterminante : une exposition accrue à une volatilité supérieure des prix du marché de gros. Même si on peut gérer la

---

[13] Les prix de l'électricité au sein des autres marchés sont en grande partie fonction des prix des combustibles. Cela est particulièrement vrai dans le cas de la Nouvelle-Angleterre, où on est en train de construire un grand nombre de nouvelles centrales à cycle mixte alimentées au gaz naturel. Par conséquent, une hausse des prix du gaz naturel entraînera vraisemblablement des hausses des prix du marché de l'énergie de la Nouvelle-Angleterre. Toutefois, comme le Nouveau-Brunswick peut compter sur un éventail diversifié de combustibles et qu'un nombre relativement limité de projets d'aménagement d'installations de production d'énergie alimentées au gaz naturel sont en cours, les augmentations des prix du mazout, du charbon et du gaz naturel n'ont pas une incidence aussi spectaculaire sur les prix qu'en Nouvelle-Angleterre.

volatilité des prix du marché de gros, il pourrait également s'avérer essentiel de gérer les risques pour les usagers qui ne retiendront pas un détaillant concurrentiel.[14]

Le service en vertu d'un contrat type (« *SCT* ») désigne le service dispensé à tous les usagers qui ne sont pas desservis par un détaillant concurrentiel.[15] Le SCT donnerait droit aux usagers au service qu'ils reçoivent actuellement s'ils décidaient de ne pas participer au marché de concurrence.

Pour assurer le maintien des avantages des prix inférieurs du marché de l'énergie pour les consommateurs du Nouveau-Brunswick et leur procurer une certaine protection face à la volatilité des prix, **le gouvernement provincial conférera à tous les usagers qui n'opteront pas pour un fournisseur concurrentiel le droit d'être desservis en vertu d'un contrat type assujetti à des prix et des conditions réglementés correspondant au service qu'ils obtiennent maintenant.** Initialement, la société d'électricité d'État offrira ce service aux usagers de gros et aux gros usagers industriels par le biais de contrats d'admissibilité.

Comme on souhaite préserver les avantages des coûts faibles pour les usagers du Nouveau-Brunswick, il est probable que les prix du contrat type offert aux usagers du Nouveau-Brunswick entraîneraient de faibles taux de transfert de fournisseur et par conséquent des coûts supérieurs par usager effectuant le transfert. Cette hypothèse renforce la nécessité pour le gouvernement de procéder avec circonspection avant de se lancer dans la mise en place à grande échelle de la concurrence au détail à court terme.

3.1.5.4. Préparation à la pleine concurrence au détail

3.1.5.4.1 Coûts d'établissement de la pleine concurrence au détail

Les marchés de détail concurrentiels des usagers résidentiels et commerciaux nécessitent des systèmes et des procédés d'établissement des transactions perfectionnés permettant de répartir les coûts et les frais entre les divers participants du marché (producteurs, transporteurs, distributeurs, détaillants et usagers). La complexité de ces systèmes influera sur les coûts globaux de la concurrence au niveau de détail ainsi que sur le nombre de détaillants désireux de faire leur entrée dans le marché. En général, les systèmes les plus simples sont moins coûteux, mais ils peuvent entraîner une répartition inéquitable des coûts ou des risques entre les diverses catégories d'usagers ou entre les divers participants du marché. Même si l'approche du Nouveau-Brunswick prévoit qu'on retardera l'instauration de la pleine concurrence au

---

[14] Certains concepteurs de marchés allèguent qu'il est contre-indiqué que le fournisseur de service en vertu d'un contrat type, qui constitue souvent une société de distribution ne disposant pas nécessairement de capacités de négociation ni de gestion des risques, offre un produit à prix fixe. De plus, certains allèguent que la volatilité du marché au comptant est essentielle pour stimuler les usagers à s'orienter vers le marché de détail concurrentiel.

[15] On définit généralement le *service en vertu d'un contrat type* (« SCT ») en tant que service offert à des usagers pouvant opter pour un détaillant concurrentiel, mais qui demeurent avec leur fournisseur en place. Au Nouveau-Brunswick, toutefois, comme on échelonnera l'accès au marché de détail, le SCT prend un sens plus large de manière à englober tous les usagers qui ne sont pas desservis par un détaillant concurrentiel. Par conséquent, les usagers résidentiels et commerciaux qui ne sont pas admissibles au marché de détail seraient considérés comme des usagers de SCT.

détail pour le moment, la pleine concurrence au niveau de détail comporte un certain nombre de problèmes qu'il est préférable de résoudre à l'avance.

L'implantation d'un marché de détail concurrentiel nécessite l'utilisation de compteurs à intervalles, comme ceux qu'emploient présentement la majorité des gros usagers industriels. Les compteurs à intervalles mesurent la consommation toutes les 15 minutes ou toutes les demi-heures (et permettent donc une facturation correspondant fidèlement aux coûts volatils du marché de gros et à la consommation de l'usager en question au cours de chaque intervalle). Les autres usagers sont munis de compteurs qui mesurent simplement la consommation de façon continue. On fait la lecture de ces compteurs chaque mois ou tous les deux mois, mais cette fréquence de lecture ne procure aucune donnée pouvant susciter des rajustements des modes de consommation.

Le coût des compteurs à intervalles est relativement élevé pour les petits usagers, même s'il diminue au fur et à mesure que s'accroît la demande et qu'on dispose de moyens techniques plus avancés.

Vu sa taille réduite, le Nouveau-Brunswick n'attirera probablement pas un grand nombre de détaillants à moins que les coûts d'exploitation au sein du marché soient relativement faibles. Ce point fait ressortir la nécessité de : 1) copier les règles de gestion des transactions d'autres États ou provinces; ou de 2) travailler de concert avec les provinces et États voisins pour établir un marché plus vaste assujetti à des règles uniformes, de manière à ce que les détaillants aient des frais accessoires minimaux à assumer pour desservir le marché néo-brunswickois. **Le gouvernement provincial évaluera les solutions de rechange qui s'offrent pour réduire les coûts de l'instauration de la pleine concurrence à l'échelon de détail au Nouveau-Brunswick.**

3.1.5.4.2. Interfinancement au sein de la structure tarifaire actuelle

La structure tarifaire actuelle de la société d'électricité d'État donne lieu, pour toute une variété de motifs historiques, à un interfinancement entre les abonnés commerciaux/institutionnels et les abonnés résidentiels. Les abonnés résidentiels paient environ les 90 % des coûts réels qu'engage la société d'électricité d'État pour les desservir tandis que les abonnés d'usage général (établissements, écoles, hôpitaux, bureaux, magasins et autres entreprises) et les petits abonnés industriels paient en moyenne 115 % des coûts réels qu'elle engage pour les desservir. En fait, les abonnés institutionnels et les petites entreprises subventionnent les abonnés résidentiels. Les gros abonnés industriels paient à peu près 100 % des coûts qu'on engage pour les desservir, de sorte qu'ils ne sont pas subventionnés et qu'ils ne subventionnent pas d'autres groupes d'abonnés.

Étant donné qu'on assiste habituellement à un dégroupement des tarifs avant ou parallèlement à l'instauration de la concurrence au niveau de détail, il sera difficile de poursuivre le niveau actuel d'interfinancement au sein d'un marché de détail concurrentiel. Même si l'implantation de la concurrence au détail et l'élimination de l'interfinancement entre les diverses catégories d'usagers constituent deux décisions stratégiques distinctes, elles sont interdépendantes parce que si le gouvernement prenait l'une de ces décisions (implanter la concurrence au détail), il se trouverait effectivement à prendre en même temps une autre décision (éliminer l'interfinancement). Cela permet de supposer qu'il pourrait être prudent, dans la mesure où le gouvernement

souhaite réduire l'ampleur de l'interfinancement entre les diverses catégories d'usagers, d'éliminer graduellement l'interfinancement avant d'instaurer la concurrence au détail. Une telle approche garantira que les deux décisions auront une incidence distincte et séparable sur la clientèle.[18]

L'aspect sans doute le plus important réside dans le fait que les tarifs interfinancés ne correspondent pas exactement au coût de la prestation du service et qu'ils empêchent donc les signaux du marché d'influencer les décisions des usagers. Les choix de combustibles des usagers sont par conséquent influencés par les ratios revenus-coûts favorisant une catégorie particulière d'usagers sur une autre plutôt que par des prix du marché correspondant aux coûts.

Le gouvernement provincial ordonnera à la société d'électricité d'État d'éliminer au fil du temps l'interfinancement entre les diverses catégories d'usagers pour graduellement adopter des tarifs correspondant dans une proportion de 95 à 105 % au coût réel de la fourniture du service. Cette mesure avait pour la première fois été avancée par la Commission dans sa décision du 15 avril 1992 sur le processus des audiences de conception des tarifs et d'allocation des coûts de la société d'électricité d'État, et le Comité spécial l'a subséquemment appuyée.

3.1.6. ENJEUX DE PORTÉE GÉNÉRALE

Un certain nombre d'enjeux de portée générale touchant l'électricité interviennent peu importe qu'on considère la concurrence à l'échelon de gros, la production autonome d'énergie ou la pleine concurrence au détail. Ces enjeux comprennent : 1) les raffinements à apporter au régime de réglementation; 2) les coûts non amortis et les droits; et 3) la réciprocité. Chacun de ces aspects est abordé ci-après.

3.1.6.1. Raffinements à apporter au régime de réglementation

À la suite de la restructuration du secteur de l'électricité, les responsabilités de la Commission se trouveront élargies pour englober de nouvelles fonctions. Elle devra se doter d'une expertise et de ressources techniques adéquates pour assumer des tâches comme la surveillance de la compétitivité des marchés de la production d'énergie et des services de détail ainsi que la réglementation des entreprises de transport et de distribution (les « lignes électriques »). Mais surtout, pour ce qui est de la production d'énergie, **le gouvernement provincial conférera à la Commission le pouvoir de surveiller la compétitivité du marché de gros et de s'assurer que la société d'électricité d'État est incapable d'exercer une emprise sur le marché.** Elle assumera vraisemblablement ce rôle conjointement avec le Bureau de la concurrence et l'exploitant du réseau, qui disposera des données en temps réel nécessaires pour surveiller le comportement des participants du marché.

Les « lignes électriques » continueront à constituer des monopoles naturels. Cependant, avec la concurrence accrue au sein du marché de gros et la perspective d'une

---

[18] La pénétration prononcée du chauffage à l'électricité des bâtiments et de l'eau parmi les consommateurs résidentiels du Nouveau-Brunswick exacerbera l'incidence de l'élimination de l'interfinancement en accentuant l'effet sur la facturation du passage à un recouvrement intégral des coûts dans le cas des usagers du chauffage électrique, qui ont des coûts de chauffage électrique supérieurs à ceux des autres usagers.

concurrence au sein du marché de détail, il est essentiel que les « lignes électriques » fonctionnent d'une manière équitable pour tous les participants du marché et qu'on empêche les intervenants en place d'accaparer un avantage concurrentiel indu ou d'interfinancer des activités concurrentielles. Par conséquent, il faudra, dans le cadre de la séparation accrue des fonctions de la production et du transport de l'énergie, une réglementation indépendante du réseau de transport. **Le gouvernement provincial chargera la Commission de réglementer les tarifs du transport à libre accès.** Les plafonds tarifaires, qui sont basés sur l'indice des prix à la consommation moins un écart de productivité, se sont avérés efficaces dans d'autres provinces et États pour susciter des améliorations de l'efficacité et permettre des réductions substantielles des tarifs de transport et de distribution au fil du temps. Des normes de qualité du service seront incorporées dans le cadre de réglementation axé sur le rendement. La réglementation visera principalement à accroître l'efficacité administrative des formalités réglementaires, par exemple en recourant davantage aux instructions sur dossier et aux autres procédés administratifs qui réduisent le coût de la réglementation pour tous les intéressés. **Le gouvernement provincial chargera la Commission d'adopter une réglementation douce axée sur le rendement.**

Le gouvernement provincial mandatera la Commission d'exercer une surveillance administrative des abus signalés vis-à-vis du code déontologique de la société d'État d'électricité de même que de l'administration de son réseau d'information en temps réel, ainsi que des violations de son tarif à libre accès. Le gouvernement provincial conférera en plus **à la Commission la responsabilité de ratifier les frais des services accessoires et de trancher les questions relatives aux coûts non amortis.** Finalement, avec l'ouverture du marché de gros, les entreprises d'électricité municipales pourront se procurer de l'énergie d'un vaste éventail de fournisseurs éventuels. Elles pourront ainsi obtenir de l'électricité à un coût qui pourrait être inférieur au prix qu'elle peuvent obtenir de la société d'électricité d'État. Pour s'assurer que les abonnés des entreprises de distribution d'électricité bénéficient de ces économies, les entreprises de distribution devront soumettre leurs tarifs et leurs contrats d'achat d'énergie de durée prolongée à la Commission. **Le gouvernement provincial accordera** de plus **à la Commission le pouvoir d'effectuer un examen des tarifs des entreprises de distribution d'électricité sur réception d'une plainte d'un abonné, ou de son propre chef. Le gouvernement provincial exigera par ailleurs que les tarifs de distribution soient automatiquement soumis à l'examen de la Commission lorsque les hausses des tarifs d'une catégorie d'abonnés dépassent un taux fixé dans la réglementation.**

Dans certaines conditions, l'instauration de la concurrence aux paliers de gros et de détail pourrait créer des coûts non amortis (ou coûts *isolés* ou *obligataires*) pour la société d'électricité d'État. Les réductions des ventes de la société d'électricité d'État peuvent créer des coûts non amortis lorsque les ventes perdues contribuaient au recouvrement des coûts fixes.[17] Le recouvrement réduit des coûts fixes attribuable à ces ventes inférieures représente des coûts non amortis. Compte tenu de ses coûts d'alimentation en énergie relativement faibles, la société d'électricité d'État pourrait atténuer ces coûts non amortis en vendant l'énergie disponible avec profit à ses

[17] Même si ses coûts de production sont inférieurs aux prix du marché au sein de ses principaux marchés interconnectés, la perte de ventes par la société d'électricité d'État est susceptible de créer des coûts non amortis parce que la société ne dispose pas d'une capacité de transport suffisante pour fournir cette énergie aux marchés interconnectés en tout temps.

marchés d'exportation. Une telle mesure nécessite cependant une capacité de transport suffisante pour accéder à ces marchés. Si les intéressés à l'origine de ces coûts non amortis ne les assument pas, les coûts seront transmis aux abonnés qui restent ou les recettes de la société d'électricité d'État se trouveront réduites.

L'aspect du recouvrement des coûts non amortis soulève la question de savoir qui doit payer ces coûts non amortis. À un extrême, « une règle de financement intégrale par l'usager » obligerait l'usager ou les usagers à la source des coûts non amortis à payer les coûts non amortis par le biais d'une certaine forme de « redevances d'annulation de service » de sorte que les autres abonnés non bénéficiaires n'aient pas à payer ces sommes. À l'autre extrême, tous les usagers paieraient les coûts non amortis, peu importe qu'ils en bénéficient directement ou non. Une règle indiquée pour déterminer qui doit payer dans ces conditions stipulerait que lorsqu'un usager particulier ou une catégorie d'usagers bénéficient d'une décision, ils doivent assumer la responsabilité du recouvrement des coûts non amortis émanant d'une telle décision.

Par conséquent, **le gouvernement provincial adoptera une règle prévoyant un financement par l'usager en vue du recouvrement des coûts non amortis associés à l'implantation de la concurrence aux paliers de gros et de détail et à la production autonome d'énergie, chaque fois que c'est possible et d'une manière à ne pas entraver inutilement l'essor d'un marché dynamique de gros et de détail.** Le comité de conception du marché évaluera la méthode de recouvrement des coûts prévue parmi ses recommandations sur la structure du marché. Des redevances ou des droits, approuvés par la Commission, seront perçus auprès des usagers qui imposent des coûts non amortis aux autres usagers. Une fois le marché officiellement restructuré, on pourrait imposer des frais de transition à la concurrence à tous les usagers sur une base équitable, si la Commission détermine que la restructuration du marché du Nouveau-Brunswick créera des coûts non amortis.

3.1.6.2. Réciprocité

L'efficacité concurrentielle des secteurs de marché adjacents se trouve améliorée lorsque chacun offre aux autres un accès réciproque et non discriminatoire à son marché. L'accès réciproque rend effectivement les marchés plus efficaces en accroissant la taille du marché. Si certains États ou provinces n'offraient pas cette réciprocité, l'exiger pourrait affecter la compétitivité des marchés de gros et de détail du Nouveau-Brunswick en limitant le nombre de concurrents éventuels à ceux offrant une réciprocité.

La question de la réciprocité est aussi intimement liée au recouvrement des coûts non amortis. La réciprocité permettrait à la société d'électricité d'État de recouvrer une part des coûts non amortis causés par l'importation d'électricité en provenance d'autres marchés en fournissant un accès équivalent à ces autres marchés. Par exemple, dans un contexte de réciprocité complète, un fournisseur de l'extérieur ne pourra vendre de l'électricité au sein du marché de gros du Nouveau-Brunswick qu'à condition que tous les fournisseurs du Nouveau-Brunswick jouissent d'un accès équivalent à des marchés analogues à l'intérieur de cet État ou de cette province. Le fait que le fournisseur soit en mesure ou non de profiter de cet accès réciproque dépendra de sa propre structure de coûts de production comparativement aux coûts de l'énergie de gros à l'intérieur de son État ou de sa province.

C'est pourquoi **le gouvernement provincial enjoindra le comité de conception du marché d'examiner la *nécessité d'exiger la réciprocité* dans son exercice de conception du marché du Nouveau-Brunswick et de formuler des recommandations à cet égard.**

3.1.7. MISE EN ŒUVRE DE LA POLITIQUE

Le gouvernement provincial prendra les mesures qui suivent pour réaliser les objectifs stratégiques visés par rapport à la concurrence aux échelons de gros et de détail.

- Établir un comité de conception du marché de haut palier chargé de déterminer la structure des marchés et les règles requises pour mettre en œuvre les mesures envisagées.
- Instaurer des modifications législatives et réglementaires qui coïncideront avec l'implantation de la concurrence à l'échelon de gros, de la production autonome et de la concurrence au détail parmi les industries de grande taille, au sein du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick.
- Formuler un plan visant à réduire l'ampleur de l'interfinancement des tarifs au fil du temps.
- Établir une structure et des instruments du marché qui prépareront le marché du Nouveau-Brunswick et le rendront réceptif à la pleine concurrence au détail à une date ultérieure.
- Surveiller les marchés de détail, les règles en vigueur et le mode d'établissement des transactions dans les autres États et provinces (en particulier dans les provinces et États voisins) pour déterminer à quel degré ils s'avèrent avantageux pour les usagers et à quel degré leur application au Nouveau-Brunswick pourrait s'avérer avantageuse pour les usagers.
- Définir à l'avance des événements qui déclencheront la nécessité de réévaluer les mérites de l'implantation de la concurrence au détail pour les petits usagers et examiner à quel moment il sera indiqué d'instaurer des services en vertu d'un contrat type et d'attribuer ce droit aux abonnés.

3.2 GAZ NATUREL

3.2.1. RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

Avant la récente mise en valeur des champs de gaz naturel de l'île de Sable au large de la côte de la Nouvelle-Écosse, il n'existait aucune installation d'envergure de distribution du gaz naturel au Nouveau-Brunswick. La canalisation principale de transport de la Maritimes & Northeast Pipeline (« M&NP ») achemine le gaz de l'île de Sable à travers la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick à destination des marchés du nord-est des États-Unis. Les marchés du Nouveau-Brunswick sont alimentés en gaz depuis décembre 2000 après que l'embranchement de Saint John et les raccordements avec la canalisation principale ont été complétés. On anticipe que l'arrivée du gaz naturel fournira des possibilités de concurrence accrues entre les combustibles en même temps que des avantages écologiques appréciables.

La canalisation principale et les embranchements de la M&NP constituent un réseau interprovincial; ils sont par conséquent réglementés à l'échelle fédérale par l'Office national de l'énergie. Une politique sur les embranchements entérinée par l'Office national de l'énergie permet d'étendre le territoire desservi par le gazoduc en offrant un tarif unique d'acheminement du gaz naturel (droit timbre-poste) partout à l'intérieur de la province. Le droit timbre-poste rattaché au transport du gaz s'applique à la canalisation principale et aux embranchements de la M&NP qui répondent au critère du niveau minimal de rentabilité[18] confirmant qu'ils sont économiquement justifiés. Le niveau minimal de rentabilité ne changera pas avant que survienne une expansion de la canalisation principale.

Même si la canalisation principale et les embranchements de la M&NP sont réglementés à l'échelle fédérale, la distribution et la commercialisation du gaz naturel relèvent toutes deux du gouvernement provincial. Le processus de formulation des principes directeurs de la mise en valeur du gaz naturel dans la province a été amorcé en juillet 1998 avec la distribution aux distributeurs de gaz éventuels d'un document de déclaration d'intérêt leur demandant de contribuer à l'élaboration des politiques gouvernementales. En août et en septembre 1998, la 53e Assemblée législative a créé un Comité spécial multipartite sur l'énergie ayant pour mandat d'examiner l'avenir du gaz naturel au Nouveau-Brunswick. Le Comité spécial a tenu une série d'audiences publiques en vue de permettre aux sociétés de distribution du gaz naturel éventuelles et aux autres parties intéressées de présenter leur position sur la question de la distribution du gaz naturel. Le rapport du Comité spécial, intitulé *Le gaz naturel au Nouveau-Brunswick*, a été rendu public en novembre 1998. Le gouvernement a appuyé ses décisions sur les recommandations du Comité spécial, et celles-ci ont formé le fondement du cadre d'implantation du gaz naturel dans la province.

On a adopté une législation correspondant à l'orientation prise par le Nouveau-Brunswick aux fins de l'établissement d'une infrastructure gazière. La *Loi de 1999 sur la distribution du gaz*, qui a reçu la sanction royale en mars 1999, a permis de mettre à jour, d'élargir et de consolider les lois de la province visant la distribution du gaz et les règlements précédemment rattachés à la *Loi sur la distribution du gaz (1981)*, à la

---

[18] Un embranchement est jugé économique lorsque le coût annuel de la construction de l'embranchement divisé par le volume du débit de gaz est inférieur au niveau minimal de rentabilité de 0,60 $/MBtu.

Loi sur les pipelines, à la *Loi sur les entreprises de service public*, à la *Loi sur les stockages souterrains* et à la *Loi sur les municipalités*.

La sélection d'un distributeur de gaz naturel s'est faite par le biais d'une demande de propositions. Une concession générale de 20 ans a été attribuée à la société Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick (« EGNB ») le 31 août 1999. Conformément aux recommandations du Comité spécial, on a accordé la concession à l'échelle de la province afin d'améliorer les chances d'atteindre l'objectif de l'établissement de taux de distribution uniformes et de la pénétration du gaz naturel partout à l'intérieur de la province.

Bien qu'on préfère fortement stimuler l'épanouissement d'un marché correspondant aux choix de la clientèle, il est improbable que tous jouissent d'un accès égal au gaz naturel. Même si la province favorise une accessibilité accrue au gaz naturel dans toutes les régions, le marché se développera plus facilement dans les secteurs où sont situées les grosses industries, ceux où la population est plus concentrée et ceux plus proches du gazoduc de la M&NP.

Le gouvernement provincial encouragera une implantation économique rapide de l'infrastructure gazière afin de rendre le gaz naturel accessible au coût le plus économique justifié et de la manière la plus avantageuse possible pour les citoyens du Nouveau-Brunswick. L'encadrement établi pour réaliser cet objectif prévoit l'instauration dès le début d'un marché gazier concurrentiel qui permettra aux négociants de gaz de se livrer une concurrence entre eux pour acquérir des abonnés pendant que le distributeur provincial, qui jouit d'un monopole d'acheminement du gaz, demeure sous l'autorité de l'organisme de réglementation provincial (« la Commission »).

Pour mieux réaliser les objectifs de cette politique, les initiatives relatives au gaz naturel seront axées sur les buts ci-après :

- l'établissement d'une industrie du gaz naturel indigène;
- l'établissement d'un réseau viable de distribution du gaz naturel, notamment un appui soutenu à la politique fédérale visant les embranchements; et
- la facilitation de la prise de décisions de sélection et de consommation de combustible axées sur le marché.

3.2.2. ÉTABLISSEMENT D'UN RÉSEAU VIABLE DE DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL

3.2.2.1. Prolongation du réseau de distribution et des embranchements

Le gouvernement provincial a participé activement aux audiences de l'Office national de l'énergie visant la mise en valeur du gaz naturel de l'île de Sable et le projet du gazoduc de la M&NP. L'Office national de l'énergie a ratifié la politique de la M&NP concernant les embranchements qui prévoit que le coût de construction des embranchements à partir de la canalisation principale sera « incorporé » dans le coût global du service à condition que les tarifs moyens n'augmentent pas au-dessus des revenus réalisés grâce à l'addition de l'embranchement. En conséquence, si la demande éventuelle procure un

revenu suffisant pour soutenir un investissement dans un nouvel embranchement, on construira l'embranchement. Le niveau minimal de rentabilité basé sur un droit de 60 ¢/MBtu demeurera en place jusqu'à l'expansion de la canalisation principale, auquel moment on pourrait reconsidérer la pertinence du critère de rentabilité minimale. On prévoit présentement instaurer un tarif timbre-poste à l'échelle de la province, de sorte que le coût de la distribution du gaz à l'extrémité d'un embranchement ne différera pas des coûts le long de la canalisation principale.

Cette façon de procéder offre une possibilité unique de rendre le gaz accessible à de nombreuses régions du Nouveau-Brunswick sans créer d'écarts de coûts liés au transport à l'intérieur de la province. L'énergie est réglementée par une législation émanant à la fois des paliers fédéral et provincial. Pour protéger les intérêts du Nouveau-Brunswick, **le gouvernement provincial continuera à participer activement aux futures audiences réglementaires sur l'énergie de l'Office.**

Le gouvernement provincial reconnaît l'importance de faciliter l'accessibilité au gaz naturel à toutes les régions du Nouveau-Brunswick. Cet objectif s'est avéré un défi dans le cas des régions les plus éloignées de la canalisation principale, où la demande (charges majeures) pourrait s'avérer insuffisante par rapport à la longueur de l'embranchement nécessaire pour acheminer le gaz depuis la canalisation principale. Le gouvernement provincial a comme objectif de s'assurer que l'aménagement des embranchements est économiquement justifié. Il veut éviter la construction d'embranchements coûteux qui ne sont pas rentables. De tels embranchements nécessiteraient des subventions élevées qui pourraient, si on obligeait l'ensemble des consommateurs à les absorber, rendre le prix du gaz naturel inaccessible aux usagers éventuels. C'est pourquoi on n'appuiera pas l'attribution de subventions gouvernementales provinciales substantielles pour la construction des embranchements. On pourrait cependant, dans des circonstances spéciales, considérer comme mesure de dernier recours l'octroi d'une aide à la construction.

Le gouvernement continuera en même temps à explorer et évaluer toutes les possibilités raisonnables d'expansion de l'infrastructure gazière qui sont économiquement justifiées. **Le gouvernement provincial encouragera dans ce but entre les usagers éventuels de gaz naturel, les participants de l'industrie et les autres organismes la tenue de pourparlers qui pourraient aboutir à une charge suffisante pour justifier l'aménagement d'un embranchement. Le gouvernement provincial examinera** en outre **les possibilités de former des partenariats avec le secteur privé et le gouvernement fédéral en vue d'obtenir des fonds fédéraux qui serviraient de levier financier aux fins du développement de l'infrastructure gazière et des expansions du réseau.**

Le gouvernement a signé en ce sens un protocole d'entente (« PE ») avec le gouvernement provincial du Québec en vue de la construction d'un gazoduc qui reliera les réseaux de transport de gaz naturel du Québec et du Nouveau-Brunswick. Ce PE témoigne de l'engagement des deux gouvernements à instaurer un environnement favorable à l'aménagement d'un embranchement de la M&NP à travers le nord-ouest de la province et à relier celui-ci au gazoduc de la TransQuebec and Maritime. Le protocole témoigne également d'un engagement à collaborer à l'établissement d'un second raccordement près de Belledune en vue de desservir le nord-est du Nouveau-Brunswick et d'offrir une deuxième option pour desservir l'Est du Québec.

Les politiques du gouvernement provincial en ce qui concerne l'attribution des concessions de distribution du gaz visent également à stimuler l'expansion de l'infrastructure de distribution du gaz au Nouveau-Brunswick. Trois types de concessions de distribution ont été créées : les concessions d'utilisation ultime, les concessions des producteurs locaux et la concession de distribution générale, qui relèvent toutes de la compétence provinciale.

Les concessions d'utilisation ultime ont été offertes aux utilisateurs finals industriels aux fins d'installations spécifiques. Elles visent à encourager les gros clients industriels à devenir des usagers de base dont la présence justifiera l'aménagement d'embranchements de même qu'à combler le désir du gouvernement provincial d'invoquer la politique sur les embranchements de la Maritimes and Northeast Pipeline tant qu'elle sera en vigueur. Le droit lié à une concession d'utilisation ultime a été fixé à 50 000 $ par année, montant indexé à l'indice des prix à la consommation. Ce montant a été jugé suffisamment élevé pour que les consommateurs de petite et moyenne taille trouvent économique le fait d'être desservis par une société de distribution tout en n'étant pas trop imposant pour réduire la probabilité que des gros clients deviennent des usagers de base des embranchements. En vue de soutenir l'essor d'une industrie gazière sûre et efficace au Nouveau-Brunswick, **le gouvernement provincial utilisera tous les droits de concession pour payer les dépenses de la Commission, et en particulier les frais liés à la sécurité des gazoducs.**

Pour faciliter la production locale de gaz naturel, on a prévu une disposition permettant aux producteurs de gaz naturel indigène de soumettre une demande de concession de producteur local visant un secteur particulier. Cette disposition vise à encourager la poursuite de la prospection gazière au Nouveau-Brunswick, laquelle pourrait s'avérer précieuse pour l'économie de la province et la création d'emplois.

Au Nouveau-Brunswick, l'implantation de l'infrastructure gazière pose un défi du fait que les sources éventuelles de la demande nécessaire pour justifier économiquement la construction du gazoduc sont concentrées dans quelques endroits seulement. La population de la province est relativement faible (756 600) et 52 % des habitants résident dans des régions rurales. Le tiers de la population environ habite à une grande proximité de la canalisation principale et de l'embranchement de Saint John. Pour décourager une distribution « sélective » par les distributeurs intéressés à desservir seulement les secteurs à volume élevé, on a défini la concession de distribution générale en tant que concession provinciale. Il a été déterminé qu'une concession générale unique à l'échelle de la province serait plus susceptible de réaliser l'objectif de l'établissement de tarifs de distribution uniformes et de la pénétration du gaz naturel partout dans la province, par opposition à l'adjudication d'une ou de plusieurs concessions générales visant des secteurs de superficie réduite.

EGNB s'est engagée, dans sa proposition, à desservir 70 000 abonnés dans 23 localités au cours d'une période de 20 ans. La Commission surveillera les progrès d'Enbridge à réaliser ses engagements et elle publiera un rapport officiel dans les sept ans à venir, tandis que **le gouvernement provincial fournira des évaluations constantes des progrès d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick et du respect de sa proposition.**

La formulation de conditions et modalités claires et conviviales régissant le monopole des services de distribution constitue une part importante de la stratégie cherchant à stimuler l'utilisation du gaz naturel. Les conditions et modalités des services seront pour

le moins justes et équitables pour les fournisseurs et les usagers; elles assureront un fonctionnement sûr et fiable du réseau de distribution; elles ne créeront pas d'obstacles inutiles à l'adoption du gaz ni aux transactions; et elles protégeront l'intimité de chaque abonné. Ce réseau de distribution est essentiel pour relier chacun des consommateurs avec les fournisseurs en activité au sein du marché gazier nord-américain. Les conditions et modalités du tarif de distribution ne limiteront pas la façon dont les acheteurs et les vendeurs structurent leurs transactions. En d'autres termes, les exigences d'exploitation ne définiront et ne limiteront pas, à moins que ce ne soit essentiel au fonctionnement d'un réseau sûr et fiable, les transactions entre acheteurs et vendeurs.

3.2.2.2. Établissement d'un marché de détail concurrentiel

Les usagers de gaz naturel souhaitent en outre pouvoir facilement adapter le processus et les services offerts à leurs besoins uniques. La personnalisation des services peut s'effectuer à un certain nombre de paliers, depuis les conditions reliées à la prestation des services, jusqu'au processus de facturation et de paiement, en passant par le regroupement des services vendus et dispensés. Les conditions de prestation des services peuvent varier d'un usager à un autre. Certains usagers chercheront à obtenir des contrats à prix fixe tandis que d'autres pourraient préférer que les prix fluctuent chaque mois. Les méthodes de personnalisation des processus de facturation et de paiement pourraient permettre à l'abonné de déterminer le mode de paiement souhaité ou d'uniformiser ses paiements tout au long de l'année afin de jouir d'une certaine stabilité et certitude. Les usagers qui accordent de l'importance à la commodité pourraient chercher à regrouper leurs achats d'énergie (gaz, électricité et mazout) avec d'autres services, comme les télécommunications. Même si la personnalisation des services à grande échelle peut sembler une tâche colossale, les progrès réalisés dans le domaine de la technologie de l'information et l'absence de réseaux historiques devraient permettre aux fournisseurs de services énergétiques de dispenser leurs services de manière économique.

L'expérience a également révélé que les usagers cherchent à réduire leur interaction avec le « produit » à trois dimensions : le coût du produit, le coût de la transaction et la contribution nécessaire de leur part par suite des divergences d'information et de facturation. Si le coût du gaz est trop élevé par rapport à ses substituts, les consommateurs ne réaliseront pas la conversion au gaz naturel, ce qui gênera l'expansion de l'industrie gazière. Les coûts de transaction à limiter correspondent aux coûts associés à la sélection des services souhaités (qui pourraient s'élargir à plus que la fourniture de gaz naturel), à la négociation du contrat de prestation des services et au processus de conclusion de contrat et de paiement. Les usagers souhaitent un arrangement transparent et facile à mettre en pratique. Une fois le contrat de prestation des services en place, les abonnés s'attendent à ce que leur contribution soit réduite. La participation involontaire au processus administratif de la société de distribution ou des négociants de gaz a souvent constitué une source de plaintes parmi les abonnés des autres provinces et États.

À en juger d'après les critères des usagers qui précèdent, les règles visant à encourager la concurrence au palier de détail doivent éliminer les problèmes liés à la qualité du service. Même si l'organisme de réglementation n'est pas intéressé à dicter de quelle façon un fournisseur de services énergétiques doit œuvrer au niveau local, il est essentiel que les négociants de gaz faisant leur entrée au sein du marché

néo-brunswickois se conforment à certaines normes. Pour s'attaquer à ces préoccupations, la Commission a invité les négociants éventuels de gaz naturel à participer à un comité consensuel et à un groupe de travail permanent chargé d'examiner des questions opérationnelles et des questions touchant la commercialisation du gaz naturel. Le comité en question a proposé un code de conduite qui a subséquemment été adopté parmi les exigences fixées pour la délivrance des permis de négociant de gaz.

Compte tenu du rôle important que les négociants de gaz jouent dans l'accroissement du taux de pénétration du gaz naturel, il est critique que le gouvernement crée un environnement encourageant leur participation au sein du marché du Nouveau-Brunswick. **Le gouvernement provincial réévaluera la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz* afin de relever les aspects qu'il pourrait modifier pour améliorer l'efficacité du marché concurrentiel de détail du gaz naturel.**

3.2.2.3. Fiabilité de l'approvisionnement

Au fur et à mesure qu'augmentera la consommation de gaz naturel dans la province, il pourrait devenir plus économique, pour satisfaire aux exigences accrues relatives au gaz naturel assurant la fiabilité de l'approvisionnement, de prévoir, notamment, l'établissement de services de stockage souterrain, de liquéfaction et de vaporisation du gaz (usine de GML) ou la possibilité de passer d'un combustible à un autre. Le gouvernement provincial estime qu'il revient au marché de décider laquelle de ces solutions de rechange il préfère, le cas échéant. Cependant, compte tenu des avantages économiques qui découleraient de l'établissement d'installations de stockage à grand débit dans la province, **le gouvernement provincial continuera à explorer les possibilités d'implantation d'installations de stockage de gaz naturel par l'industrie gazière.**

3.2.2.4. Formation et développement

L'expansion des réseaux gaziers, la conversion des bâtiments chauffés à l'électricité au mazout ou au gaz naturel, et celle des bâtiments chauffés au mazout au gaz naturel, l'installation de matériel et d'appareils au gaz dans les secteurs résidentiels ou commerciaux, institutionnels et industriels, et l'entretien permanent des systèmes alimentés au gaz et au mazout nécessitent un bassin de travailleurs suffisamment qualifiés pour exécuter ces tâches. La disponibilité de techniciens et de personnes de métier qualifiés pose un problème grandissant partout en Amérique du Nord. La moindre pénurie de main-d'œuvre gênerait l'expansion du réseau de distribution du gaz en même temps que le déploiement de techniques d'utilisation finale plus innovatrices. **Le gouvernement provincial continuera à offrir et à soutenir activement des programmes de formation dans les collèges communautaires pour s'assurer que l'infrastructure nécessaire au soutien de l'installation et de l'entretien des systèmes alimentés aux combustibles gazeux et liquides est en place. Le gouvernement provincial oeuvrera de concert avec ses collèges et ses universités pour trouver des possibilités d'encourager la recherche et le développement qui favoriseront la pénétration du gaz naturel au Nouveau-Brunswick.**

3.2.3. ESSOR DE L'INDUSTRIE DU GAZ NATUREL INDIGÈNE

Le Nouveau-Brunswick constitue une province productrice de gaz naturel. Même si la production locale a été suspendue en 1991, on a déjà acheminé par le passé du gaz naturel par gazoduc à 3 000 usagers lors de la période de production de pointe. La construction du gazoduc de la M&NP a ravivé l'intérêt à l'égard de l'exploration des hydrocarbures dans la province; 600 000 hectares sont présentement assujettis à des permis de recherche.

L'infrastructure de transport du gaz naturel de la M&NP et d'EGNB permet au Nouveau-Brunswick de mettre en valeur des ressources gazières qui demeureraient autrement peu économiques. Pour stimuler l'essor de l'industrie du gaz naturel indigène, **le gouvernement provincial étoffera davantage la base de données géoscientifiques sur les hydrocarbures du Nouveau-Brunswick.** Dans le cadre de ces efforts, **le gouvernement provincial mettra à la disposition des intéressés des renseignements mettant en valeur les aspects attrayants du Nouveau-Brunswick en tant que lieu propice à l'exploration gazière. Le gouvernement provincial préconisera** de plus **une réglementation réduisant les obstacles à l'exploration et au développement, et favorisant l'exploitation des ressources locales.** Il travaillera, à cette fin, avec l'industrie du gaz naturel pour mettre à jour la législation sur le pétrole et le gaz naturel, selon les besoins. Finalement, **le gouvernement provincial se dotera d'un régime de redevances concurrentiel en cas de découvertes économiques d'hydrocarbures indigènes.**

3.2.4. SÉLECTION DES COMBUSTIBLES AXÉE SUR LE MARCHÉ

Pour que le marché de la concurrence soit efficace, tous les acheteurs et les vendeurs doivent être libres de prendre des décisions économiques rationnelles. Celles-ci sont à leur tour fonction d'un accès égal à des données précises, comparables et opportunes en même temps pertinentes à la décision d'achat.

Pour déterminer la rentabilité de la conversion au gaz naturel, les consommateurs éventuels considéreront les coûts rattachés à la conversion initiale de leur système de chauffage, de leurs chauffe-eau ou de leurs appareils, et les coûts d'utilisation permanents. Les coûts de conversion engloberont les coûts en capital et les frais de financement connexes. Les coûts d'utilisation engloberont les coûts en combustible, les frais d'entretien périodique, les frais de garantie et les frais de garantie prolongée. Il faudrait comparer les coûts estimatifs totaux aux coûts permanents qu'engageraient les usagers éventuels s'ils continuaient à recourir aux sources existantes de combustible. Les coûts permanents comprendraient les coûts du combustible, les frais d'entretien et les coûts qu'il pourrait falloir engager pour se conformer aux exigences écologiques.

Pour faciliter les prises de décisions axées sur le marché, ces données doivent facilement et rapidement être accessibles. Les participants du marché doivent en plus avoir confiance dans l'exactitude des données existantes. Si la rareté ou l'incertitude des données entravent les efforts des usagers éventuels, le processus décisionnel se trouvera amputé et moindre sera la probabilité que ces usagers prennent des décisions éclairées. Une telle situation gênera les conversions d'un combustible à un autre ainsi que la pénétration de la technologie nouvelle au sein du marché.

Compte tenu du peu de familiarité qu'on a avec le gaz naturel et des possibilités de données conflictuelles, il est essentiel qu'on puisse compter sur une source d'information objective indépendante au sujet des coûts de conversion de combustible. Par conséquent, **le gouvernement provincial deviendra une source fiable de renseignements objectifs qui permettront aux Néo-Brunswickois d'effectuer le choix d'un combustible convenable et de prendre leurs décisions par rapport à la conversion d'énergie.** On adaptera les données fournies au segment du marché visé (plus précisément les segments résidentiel et commercial/institutionnel) de manière à tenir compte de leurs différences respectives dans le processus décisionnel, des connaissances initiales des intéressés et de leur sensibilisation au gaz naturel, et du comportement de consommation probable. L'élaboration de plans d'éducation propres à chaque segment de marché réduira par ailleurs la confusion et la déformation, et facilitera les décisions économiques rationnelles.

3.3 DÉRIVÉS RAFFINÉS DU PÉTROLE

Comme dans la majorité des autres États et provinces, la sécurité de l'approvisionnement et les prix des dérivés raffinés du pétrole (« DRP ») constituent depuis longtemps une préoccupation au Nouveau-Brunswick. C'est ce qu'ont démontré les audiences publiques tenues par le Comité spécial sur les prix de l'essence. Le rapport final du Comité, rendu public en 1997, a fait ressortir les carences perçues au sein du marché de l'essence du Nouveau-Brunswick. Pour y donner suite, le gouvernement provincial a entrepris d'améliorer la surveillance de l'industrie, la fourniture de renseignements de la part de celle-ci et les mesures visant à empêcher les pratiques de fixation des prix discriminatoires, comme l'avait recommandé le Comité spécial.

La politique sur l'énergie est passée à l'étape suivante en élaborant des mesures qui élargissent la portée des recommandations pour englober les carburants automobiles et le mazout domestique, de même qu'en intensifiant l'ampleur des mesures de surveillance et de communication de renseignements.

3.3.1. RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

La distribution des produits raffinés du pétrole au Nouveau-Brunswick est extrêmement fragmentée, en partie en raison de l'éparpillement d'une population clairsemée parmi les régions rurales et les centres urbains. De plus, les diverses régions de la province sont peuplées d'un nombre d'habitants relativement réduit. On ne s'étonnera pas que l'envergure des entreprises de distribution de mazout et d'essence corresponde à la densité démographique. Même si chacune des entreprises est de taille restreinte et que les entreprises sont dispersées, la majorité est affiliée à une poignée seulement de sociétés.

À l'échelon de gros, le marché en est un de nature régionale. Au Nouveau-Brunswick, les grossistes peuvent se procurer les dérivés raffinés directement, ou au moyen d'échanges, des raffineries et des terminaux du Québec, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick. Deux raffineries, l'une située à Saint John et l'autre à Dartmouth, Nouvelle-Écosse, fournissent la majeure partie des hydrocarbures consommés au Nouveau-Brunswick. La raffinerie de Dartmouth de la Compagnie pétrolière impériale a une capacité de 82 200 barils de brut par jour tandis que la capacité de la raffinerie de Saint John de l'Irving Oil est de 250 000 barils par jour, sur lesquels 50 % sont exportés. La région du nord-ouest de la province est alimentée par la raffinerie de Saint-Romuald, Québec, de la Diamond Shamrock (Ultramar). Des hydrocarbures sont en outre transportés par rail depuis la raffinerie Shell de Montréal, Québec, jusqu'au terminal de Miramichi.

Malgré la grande envergure de ces installations de raffinage par rapport aux marchés locaux, il est essentiel de comprendre que ces fournisseurs constituent des participants du marché pétrolier mondial. Les prix du brut qu'ils utilisent et des dérivés raffinés du pétrole qu'ils produisent sont déterminés, en majeure partie, par les bourses de marchandises comme le New York Mercantile Exchange (« NYMEX »). Les raffineurs régionaux comme la société Irving Oil Limited et Ultramar sont particulièrement sensibles parce qu'ils ne sont pas pleinement intégrés, c.-à-d. qu'ils ne produisent pas de brut. La volatilité au sein des marchés pétroliers est exacerbée dans une certaine

mesure par les négociants qui font collectivement bouger le marché en fonction des statistiques de production, de demande et de stocks, et du comportement présumé du puissant cartel de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« OPEP »). Au niveau du marché de gros en vrac, ces raffineurs constituent essentiellement des preneurs de prix en ce qui concerne le brut, l'essence et l'huile distillée (mazout domestique et carburant diesel). À l'instar des autres entreprises de raffinage, ils ont vraisemblablement recours à tous les outils financiers nécessaires pour gérer leur susceptibilité aux prix et réduire leurs risques. Néanmoins, en l'absence de production en amont pour amortir cette volatilité des prix, les prix établis au sein de ce marché mondial atteignent inévitablement le marché de détail. On peut s'attendre à ce que même les producteurs pleinement intégrés se trouvent assujettis aux prix basés sur le NYMEX parce que ceux-ci représentent le coût d'option par rapport auquel il faut comparer les marges de profit des ventes au détail. Comme les grossistes et les détaillants essaient d'abaisser leurs coûts en réduisant leurs stocks, ces prix sont enclins à avoir des répercussions plus rapidement encore parmi la chaîne de valeur.

À l'échelle du marché régional, les prix de gros des dérivés raffinés du pétrole sont déterminés en partie par les marchés des produits de base et en partie par les conditions locales de l'offre et de la demande. Ces conditions locales comprennent la quantité et l'accessibilité des réserves de brut, la capacité des terminaux, les niveaux des stocks, le nombre de points de vente au détail, le volume de ventes par point de vente, la demande de dérivés raffinés du pétrole et les prix anticipés.

Comme expliqué, les distributeurs reçoivent leur produit des terminaux ou des entreprises de raffinage de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick ou du Québec. Les hydrocarbures sont transportés par camion, par train ou par péniche, ou les intéressés effectuent des échanges entre eux avec des positions de compensation de stocks. Le coût du transport de Dartmouth, Nouvelle-Écosse, jusqu'à la majorité des points de vente au Nouveau-Brunswick, y compris le coût du transport naval jusqu'aux terminaux de distribution, se situe entre un et deux cents le litre. Les coûts de transport des points de vente desservis par la raffinerie de Saint John sont généralement inférieurs. On estime que les coûts de transport par camion varient entre 0,4 et 0,5 cent le litre par 100 kilomètres. Aucun point de vente du Nouveau-Brunswick n'est très éloigné d'un terminal de gros. On trouve des terminaux de distribution (« réservoirs de stockage ») à Saint John, Miramichi et Belledune. Cette situation est à un certain degré symptomatique des défis que pose le marché des dérivés raffinés du pétrole au Nouveau-Brunswick. La taille réduite du marché amène les grossistes à limiter énergiquement les coûts fixes comme le stockage. Les distributeurs vont chercher leur produit à ces endroits, puis ils le livrent à nouveau à des points de stockage locaux, aux points de vente de détaillants ou directement aux clients.

À l'échelon de la vente au détail, les pressions concurrentielles au sein des marchés locaux et les taxes déterminent les prix de l'essence et des huiles distillées. Ces pressions concurrentielles comprennent les prix imposés par les vendeurs concurrents et les coûts engagés par les entreprises de distribution finale (points de vente des détaillants et distributeurs de mazout). Les marges de profit correspondent à la différence entre le prix de détail déterminé localement, après les taxes, et le prix de gros. D'autres éléments de la distribution, comme le prix et l'accessibilité du transport par camion et la capacité de stockage en vrac, accroissent la complexité et l'absence de transparence des prix. De plus, les points de vente des détaillants ayant des volumes de vente relativement faibles assument des coûts moyens supérieurs à ceux d'un point de

vente de gros volume. En conséquence, la structure des coûts de différents concurrents peut justifier un prix supérieur ou rendre un point de vente peu concurrentiel. Ces structures de coûts qui diffèrent entre les détaillants peuvent aussi contribuer aux divergences de prix entre les points de vente.

Compte tenu de la taille réduite du marché du Nouveau-Brunswick et du nombre limité de grossistes, la possibilité d'une emprise sur le marché le long de la chaîne de distribution pose un problème. Il existe en outre une possibilité d'emprise horizontale sur le marché vu le nombre limité de concurrents. La capacité de surveiller les prix fixés par l'industrie de manière à pouvoir évaluer les comportements anticoncurrentiels représente un défi constant pour le gouvernement provincial.

La volatilité au sein des marchés locaux peut s'expliquer par l'incidence des commerçants indépendants et des points de vente « de marque notoire » appartenant à des indépendants, qui peuvent renoncer à leur marge de profit de détail pour essayer de réduire les prix et d'accroître leur part du marché. Une telle situation aboutit fréquemment à une guerre des prix, car tous les concurrents se livrent une lutte pour protéger leur part de marché.

Pendant les périodes où les coûts des intrants sont élevés, les entreprises de raffinage essaient de limiter la quantité de brut stockée à la quantité minimale nécessaire pour alimenter leurs raffineries. Cette façon de procéder leur évite le risque de subir des pertes sur stocks lorsque les coûts du brut diminueront et que les prix de détail chuteront. En 2000, les stocks conservés aux États-Unis se trouvaient à leur point le plus bas en 24 ans, ce qui a entraîné des prix de détail volatils. Après la guerre du Golfe, les prix se sont effondrés aux niveaux de détail et de gros, et les entreprises de raffinage ont été forcées d'absorber les coûts du brut acheté pendant la guerre. L'industrie a en conséquence adopté la méthode de fixation des prix du « dernier entré, premier sorti » pour éviter de se faire prendre dans un resserrement futur des prix. Les prix de détail correspondent actuellement au contexte international des prix des deux semaines précédentes et l'industrie pétrolière aimerait voir ce délai réduit encore davantage. Cette industrie est la seule qui permet une participation quasi directe des consommateurs à tous les paliers du marché, du fait que les décisions prises par les consommateurs d'acheter (ou de ne pas acheter) le produit ont une incidence quasi immédiate sur les prix. Les consommateurs semblent toutefois vouloir des prix stables qui sont concurrentiels avec les autres États et provinces.

Au Nouveau-Brunswick, les problèmes stratégiques relatifs aux dérivés raffinés du pétrole touchent la fixation de prix correspondant au fonctionnement de marchés efficients et concurrentiels, l'accès à des données exactes et rapidement accessibles, la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité économique.

3.3.2. MARCHÉS EFFICIENTS ET CONCURRENTIELS

3.3.2.1. Carburants automobiles

Le Nouveau-Brunswick compte environ 680 points de vente au détail d'essence comparativement aux 1 400 points de vente des années 70. Le marché de détail de la province est extrêmement concentré : deux sociétés se partagent 62 % des points de vente au détail et quatre sociétés se partagent les 21 % qui restent. De plus, 36 % des

points de vente au détail appartiennent au grossiste prédominant. Les autres sociétés qui dominent le marché sont complètement intégrées ou elles sont intégrées à l'échelon du raffinage. Elles peuvent livrer une concurrence face à la clientèle au niveau de détail ou au niveau de gros.

Moins de 10 % des points de vente sont classés comme des points de vente indépendants. On classe comme points de vente indépendants ceux qui n'appartiennent pas à une société pétrolière intégrée et qui ne sont pas exploités sous la raison sociale d'une société pétrolière intégrée. Le Nouveau-Brunswick présente le deuxième pourcentage le plus faible de tels points de vente indépendants au Canada. Le Comité spécial sur les prix de l'essence a conclu que cette situation a joué un rôle dans le degré de concurrence au sein du marché et les écarts de prix entre le Nouveau-Brunswick et les autres provinces, car la présence des indépendants a une incidence à la baisse sur les prix. Une analyse réalisée par le Comité spécial sur les prix de l'essence révèle « qu'en général, les comtés comportant le plus grand nombre d'indépendants jouissent des prix les plus bas et les comtés qui sont assujettis au degré le plus élevé de domination par une seule firme possèdent les prix les plus élevés ».

Le volume moyen de ventes d'essence par point de vente au Nouveau-Brunswick est d'environ 1,36 million de litres par année, comparativement à la moyenne canadienne d'environ 2 millions de litres. Vu les débits relativement faibles des points de vente de la province, on assiste à une rationalisation constante des points de vente. Le remplacement ou la modernisation forcés des installations de stockage souterraines qu'a exigé la nécessité de se conformer à la *Loi sur les stockages souterrains* a causé la fermeture d'un certain nombre de points de vente qui ne pouvaient pas justifier l'investissement associé au remplacement des réservoirs existants. Le règlement visant la protection des champs pétroliers établi en vertu de la *Loi sur l'assainissement de l'eau* entraînera la fermeture de tous les points de vente se trouvant dans des champs pétroliers établis.[19] La modernisation et la modification du tracé de la Transcanadienne limiteront l'accès direct et forceront une rationalisation plus poussée. Ces pressions et d'autres entraîneront d'autres réductions du nombre de points de vente au détail.

Le degré de consolidation survenant parmi les indépendants pourrait avoir un effet négatif sur la concurrence. On dispose toutefois de peu de leviers stratégiques ne nécessitant pas d'intervention proprement dite au sein du marché, mis à part la surveillance des prix de l'industrie, pour s'assurer que les consolidations sont attribuables à la conjoncture économique du marché plutôt qu'à un comportement anticoncurrentiel.

Même si les consommateurs semblent souhaiter des prix stables et qu'ils considèrent les disparités de prix à l'intérieur de la province comme une preuve de comportement anticoncurrentiel, une telle stabilité des prix est improbable et elle est en fait plus susceptible d'être révélatrice d'un marché peu concurrentiel que d'un marché concurrentiel. Les disparités entre les prix de l'essence dans les diverses régions de la province s'expliquent par les différences dans les coûts de transport, les niveaux de stocks (et donc des coûts différents de l'essence en stock) et des conditions du marché

---

[19] On dénombre 37 postes de stockage de distribution d'essence ou de mazout domestique qui devront fermer et enlever leurs réservoirs de stockage dans les dix ans suivant la promulgation de l'ordonnance de désignation pertinente.

local, p. ex. une guerre des prix au sein d'un marché par opposition à un rapport de prix stable dans un autre.

Le carburant diesel utilisé dans le transport des marchandises est important pour l'économie du Nouveau-Brunswick compte tenu de la dépendance de la province à l'égard de l'industrie du camionnage pour les importations et les exportations. Ce marché est profondément influencé par la situation du marché du mazout domestique parce qu'il existe des similarités entre les deux combustibles. Cependant, comme les achats de diesel s'effectuent par commandes de gros volume, les marges de profit sont plus faibles qu'au sein du marché de l'essence automobile et le nombre de concurrents est plus réduit. Par ailleurs, la partie de la taxe de vente harmonisée du prix est retournée à l'acheteur sous forme d'un crédit d'impôt.

La réglementation relative à la teneur en soufre a elle aussi un effet sur la concurrentialité de l'approvisionnement et les prix de l'essence. En 1999, Environnement Canada a obligé les entreprises de raffinage à réduire la teneur moyenne en soufre de l'essence à 150 milligrammes par litre (« mg/L ») d'ici juillet 2002, puis à la réduire ensuite à 30 mg/L avant le 1er janvier 2005. Les entreprises de raffinage de partout au Canada aimeraient qu'on harmonise ces mesures avec les dispositions prises aux États-Unis. L'unique raffinerie du Nouveau-Brunswick est déjà en mesure de produire de l'essence ayant une teneur de moins de 150 mg/L de soufre et elle compte réduire cette teneur à moins de 30 mg/L d'ici 2002. L'Environmental Protection Agency des États-Unis (« EPA ») a obligé les entreprises de raffinage américaines à réduire graduellement la teneur en soufre à 30 mg/L entre 2004 et 2007. Les constructeurs d'automobiles auront besoin d'essence à faible teneur en soufre d'ici 2004 pour les véhicules neufs munis des nouveaux systèmes antipollution améliorés sensibles aux teneurs élevées en soufre. On redoute que ces règlements provoquent des interruptions d'approvisionnement et des augmentations brusques des prix de courte durée semblables aux augmentations de prix connues au cours de la saison de tourisme automobile de 2000 aux États-Unis. Les changements exigés dans la qualité du carburant peuvent entraîner des pénuries temporaires, car les installations de stockage existantes s'avèrent inadéquates pour le stockage de nouveaux types de carburants. Ressources naturelles Canada et Industrie Canada ont réalisé une étude sur les interruptions d'approvisionnement possibles en raison des nouveaux règlements. Des inquiétudes similaires avaient surgi lorsqu'on a adopté le diesel à faible teneur en soufre au milieu des années 90 et elles se sont avérées sans fondement.

Outre les initiatives visant l'essence à faible teneur en soufre, Environnement Canada compte instaurer un règlement obligeant l'utilisation de carburant diesel à teneur ultra-faible en soufre qui imposerait un niveau maximal de 15 mg/L d'ici 2007. Pendant la période de transition, ces mesures et les autres règlements concernant la qualité des carburants accroîtront les pressions exercées sur les réserves accessibles d'essence et de carburant diesel, et elles pourraient entraîner des augmentations brusques des prix.

Comme il a été expliqué, tout un éventail de facteurs influent sur l'approvisionnement, et donc, sur les prix de l'essence et du carburant diesel. Au Canada, la réglementation des prix de détail est laissée à la discrétion des provinces. L'Île-du-Prince-Édouard est la seule province du Canada qui a instauré une réglementation complète des prix de détail de l'essence. L'expérience a démontré que les prix réglementés peuvent demeurer faibles à court terme, mais qu'à long terme, ils sont généralement plus élevés que les prix non réglementés. Des études réalisées par l'American Petroleum Institute ont

déterminé qu'aux États-Unis, les États dotés de mesures de contrôle des prix paient généralement des prix de détail supérieurs.

Une comparaison des prix des marchés assujettis à une réglementation des prix et de ceux qui en sont exempts et des distorsions qu'entraîne une telle réglementation révèle que les marchés des DRP qui sont concurrentiels sur le plan pratique aboutissent à l'établissement de meilleurs prix que ceux résultant des distorsions causées par la réglementation des prix. Par conséquent, **le gouvernement provincial interviendra seulement dans la réglementation des prix au sein des marchés des dérivés raffinés du pétrole en cas d'inefficacité évidente du marché.** Cependant, si **le gouvernement provincial se trouve confronté à une situation d'emprise abusive évidente sur le marché, il portera cette situation à l'attention du Bureau de la concurrence et encouragera celui-ci à prendre des mesures.**[20]

3.3.2.2. Mazout domestique

Le marché du mazout domestique est relativement concentré; il ne comporte qu'un faible nombre de fournisseurs. Dix-huit des 77 détaillants de mazout de la province sont affiliés à une société. Cinq autres s'identifient au moyen d'une certaine marque. La majorité des grandes pétrolières et plusieurs distributeurs indépendants se font concurrence au sein du marché du mazout domestique. Les grandes pétrolières agissent comme grossistes alimentant des points de vente appartenant à des indépendants et exploités par des indépendants. Mis à part une société, la majorité des grandes pétrolières ne possèdent et n'exploitent pas de concessions de vente au détail. Les prix de détail du mazout domestique ne fluctuent pas autant que les prix de l'essence en raison des énormes quantités constamment achetées.

Au Nouveau-Brunswick, 25 % des ménages utilisent le mazout domestique comme principale source de chauffage. Étant donné que la demande est principalement fonction des conditions climatiques, une mini-vague de froid au début de la saison de chauffage, pendant qu'on est encore en train de regarnir les stocks après une période de consommation élevée d'essence, peut entraîner une hausse spectaculaire des prix. La fermeture d'une grande raffinerie en Amérique du Nord pendant la saison de chauffage peut avoir un effet analogue sur les prix. On continue par conséquent à craindre sérieusement les périodes de volatilité des prix comme celle survenue au cours de l'hiver de 1999-2000. Pendant cette période, un épisode hivernal rigoureux dans le nord-est des États-Unis, ayant suivi deux hivers relativement doux, a pris par surprise les fournisseurs et les consommateurs de la région. L'augmentation soudaine de la demande de mazout conjuguée à des réserves insuffisantes, et les perturbations des itinéraires de ravitaillement ont fait grimper les prix rapidement. Les problèmes d'approvisionnement et les augmentations de prix consécutives survenues dans le nord-est des États-Unis ont fait augmenter en conséquence les prix de détail partout dans l'est du Canada. Les prix de détail du Nouveau-Brunswick ont augmenté de 43 % au cours de la saison de chauffage de 1999-2000.

Comme le mazout domestique et le carburant diesel constituent des produits semblables, les prix du carburant diesel sont généralement affectés négativement par

---

[20] La *Loi sur la concurrence* fédérale définit le contexte de toute l'activité commerciale au Canada. La *Loi sur la concurrence* renferme des dispositions visant la discrimination par les prix, la collusion et la fixation de prix abusifs, qui sont toutes considérées comme des activités criminelles.

de telles conditions. Une situation de ce genre peut avoir un effet néfaste sur l'économie du Nouveau-Brunswick, compte tenu de sa dépendance à l'égard de l'industrie du camionnage pour la livraison de ses produits sur le marché et pour l'importation de produits.

Le principal défi lié au mazout domestique a trait à la volatilité des prix et à son incidence sur les clients vu « l'ampleur » des décisions d'achat. Une option qui permettrait de rendre les achats de mazout domestique plus abordables aux consommateurs consisterait à réduire les achats minimaux exigés imposés par les distributeurs. Cette exigence d'achats minimaux découle du contexte économique du secteur de la distribution du mazout domestique. La livraison du mazout domestique comporte des coûts fixes substantiels, p. ex. le temps et la distance de déplacement du terminal au client ou aux autres clients le long du trajet de livraison, de sorte que les distributeurs trouvent qu'il est plus économique de livrer des volumes substantiels de mazout et d'effectuer des livraisons moins fréquemment. On peut réduire davantage la volatilité des prix en offrant une facturation budgétisée, qui peut représenter une solution attrayante pour aider les usagers à mieux gérer les problèmes de liquidités que posent les achats de mazout domestique. **Le gouvernement provincial encouragera par conséquent les vendeurs de mazout domestique à réduire les achats minimaux exigés et à offrir une facturation budgétisée.**

Les arrangements d'achat comme la réduction des volumes minimaux de livraison et la facturation budgétisée pourraient ne pas suffire pour contrebalancer la volatilité des prix inhérente au mazout domestique, qui est affecté plus directement par la volatilité des prix mondiaux du pétrole que les autres combustibles de chauffage et qui peut par conséquent avoir un effet négatif plus marqué sur les ménages à faible revenu. Le Nouveau-Brunswick est présentement doté d'un programme d'aide au chauffage cherchant à neutraliser les coûts du mazout. **Le gouvernement provincial examinera l'efficacité des programmes d'aide au chauffage existants pour apporter les améliorations justifiées.**

Le gouvernement provincial surveillera de plus **les positions de l'offre, de la demande et des stocks d'essence, de diesel et de mazout domestique pour pouvoir aviser les consommateurs des conditions du marché et pour surveiller la concurrence courante au sein de ces marchés.** Cette surveillance est essentielle si le gouvernement veut fournir aux consommateurs des renseignements pouvant les aider à mieux gérer la volatilité des prix des marchés. Il est évident que l'utilisation de ces renseignements peut avoir une incidence déterminante sur le marché et qu'il faut donc rendre ceux-ci publics avec circonspection.

3.3.3. ACCÈS À DES DONNÉES EXACTES ET OPPORTUNES SUR LES PRIX

Pour qu'un marché concurrentiel soit efficient et juste, tous les acheteurs et vendeurs doivent disposer des renseignements nécessaires pour prendre des décisions économiques rationnelles. Il faut à cette fin assurer un accès égal à des renseignements exacts et opportuns pertinents aux décisions d'achat. Le Nouveau-Brunswick peut favoriser la concurrence en encourageant la transparence des prix et en recueillant des données sur la fixation des prix des dérivés raffinés du pétrole et en les rendant disponibles. La fourniture de données sur l'établissement des prix des DRP permettra au public d'être mieux renseigné et aux clients de prendre de meilleures décisions, tout en obligeant les fournisseurs à se comporter de façon plus concurrentielle. Plus

précisément, **le gouvernement provincial encouragera la concurrence en favorisant une transparence des prix par la diffusion publique des prix de gros et de détail.**

En plus des renseignements sur les prix, **le gouvernement provincial publiera des avis concernant les prix à l'intention du public selon les besoins**. Cette mesure vise à permettre au public néo-brunswickois de mieux anticiper ou de réagir plus rapidement aux circonstances enclines à entraîner des variations marquées des prix. Par exemple, avant la saison de chauffage, le gouvernement renseignera le public sur l'état des stocks de mazout domestique et sur les prix de détail courants. On prendra soin de ne pas exacerber les variations soudaines de prix en choisissant le moment de communication des renseignements de manière à atténuer la volatilité des prix.

3.3.4. SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT ET STABILITÉ ÉCONOMIQUE

L'expérience démontre que les prix des hydrocarbures grimpent lorsque l'offre est serrée et que la demande surpasse l'offre. Cela se produit à un certain nombre de points le long de la chaîne de distribution. Il en résulte une augmentation de prix qu'absorbent tous les participants en aval, et principalement le consommateur. Les réserves en stock amortissent l'incidence des décalages entre la demande et l'offre; le stockage constitue par conséquent un précieux outil de protection contre la volatilité des prix des DRP. Le Canada ne possède pas de réserves pétrolières stratégiques comme celles des États-Unis, parce qu'il est un exportateur net de brut. En tant que membre de l'Agence internationale de l'énergie (« AIE »), le Canada implantera plutôt son programme de compression de la demande par le biais de l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie si survient une interruption de l'approvisionnement mondial. Le niveau minimal de déclenchement est fixé à une pénurie de 7 % de l'approvisionnement en brut de n'importe quel pays membre de l'AIE. La dernière occasion où une interruption de l'approvisionnement mondial a justifié des mesures de la part de l'AIE a surgi au cours de la guerre du golfe Persique en 1990-1991. À l'échelle provinciale, l'Organisation des mesures d'urgence du Nouveau-Brunswick se charge de toute interruption des approvisionnements de dérivés raffinés du pétrole, comme ce fut le cas lors de la tempête de verglas de 1998.

La situation du marché est indifférente aux difficultés ou à la stabilité économique. **Le gouvernement provincial usera donc de son autorité pour surveiller les marchés en recueillant, en tenant et en analysant des données pertinentes sur les marchés des dérivés raffinés du pétrole.** En même temps, nous reconnaissons que les données elles-mêmes peuvent déclencher des situations indésirables. On gardera par conséquent strictement confidentielles les données de chacune des sociétés sur l'approvisionnement en hydrocarbures, les stocks, la capacité de stockage, le transport par camion et les livraisons.

3.4 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.4.1. RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

Vu ses avantages économiques et écologiques appréciables, l'efficacité énergétique joue un rôle clé dans la réalisation des objectifs stratégiques énergétiques du Nouveau-Brunswick.

Un gain sur le plan de l'efficacité énergétique correspond, par définition, à l'utilisation d'une somme inférieure d'énergie pour dispenser le même niveau de service. L'expression ne signifie pas dispenser un service moindre en utilisant moins d'énergie, ni s'en passer. La principale caractéristique d'une efficacité énergétique accrue réside dans le fait qu'elle constitue souvent un excellent investissement, qu'on peut fréquemment récupérer en deçà de quelques années.

L'efficacité énergétique englobe en outre le concept de la « gestion de la charge », en vertu duquel on réduit les fluctuations de la demande d'électricité et de gaz entre les périodes de pointe et les périodes creuses, ou on répond à la demande en ayant recours à des combustibles de substitution. La gestion de la charge, peu importe la façon dont elle est assurée, évite la consommation d'énergie pendant les périodes de temps où on utilise à leur limite la capacité d'électricité et l'alimentation en gaz ou pendant lesquelles les coûts de l'énergie sont relativement élevés.

Une efficacité énergétique accrue :

- **Améliore le rendement économique et la concurrentialité :** L'économie du Nouveau-Brunswick est une économie à forte intensité d'énergie en raison du rôle prédominant que les industries axées sur les ressources naturelles comme les pâtes et papiers et l'extraction minière jouent au sein de l'économie provinciale.[21] Cette situation souligne l'importance concurrentielle d'obtenir et de consommer de l'énergie de façon économique et efficiente dans la province.

- **Assure une alimentation en énergie plus sûre, plus fiable et plus économique :** La capacité du Nouveau-Brunswick d'atteindre ses prévisions de croissance économique reposent, dans une proportion déterminante, sur la possibilité pour la province de disposer d'une alimentation en énergie sûre et fiable à un coût concurrentiel. L'amélioration de l'efficacité énergétique de manière économique peut contribuer à la réalisation de ces prévisions de croissance. Le terme « économique » signifie que le coût des mesures prises pour améliorer l'efficacité énergétique est inférieur au coût additionnel de l'énergie qu'on aurait autrement consommée.

---

[21] Divers facteurs peuvent expliquer les différences de l'intensité énergétique des économies régionale et nationale, notamment : l'éventail particulier de produits et de services, le climat, le parc immobilier, les véhicules utilisés, le matériel en usage, l'infrastructure des transports, les prix de l'énergie, la population et la densité démographique, et les facteurs comportementaux. Tous ces facteurs rendent passablement compliquées les comparaisons d'égal à égal (« comparaison de pommes avec des pommes ») de l'efficacité énergétique entre les économies. Il ne faut pas nécessairement en conclure que l'intensité énergétique d'une économie constitue une mesure exacte de son degré d'efficacité énergétique.

- **Augmente le revenu disponible des consommateurs grâce aux économies réalisées :** Si on dépense moins pour les achats d'énergie tout en maintenant le même niveau de service, on bénéficiera d'un revenu disponible supérieur pour les dépenses visant d'autres produits et services. L'efficacité énergétique affecte ainsi l'efficacité économique.

- **Atténue les effets des prix volatils de l'énergie :** Il est reconnu que les prix de l'énergie sont volatils. L'efficacité énergétique peut atténuer l'effet négatif de la volatilité des prix en réduisant les coûts de la consommation d'énergie, c'est-à-dire le pourcentage qu'ils représentent sur l'ensemble des dépenses des consommateurs.

- **Crée de l'emploi :** On crée directement de l'emploi en investissant des capitaux dans les améliorations de l'efficacité énergétique et on en crée indirectement par le biais des industries des approvisionnements et des services. L'expérience a de plus révélé que les consommateurs redépensent généralement les économies réalisées en matière d'énergie, ce qui crée des emplois vis-à-vis d'autres produits et services.

- **Réduit les émissions atmosphériques :** Plus de 90 % de la totalité des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») du Nouveau-Brunswick sont associées à la production et à la consommation de l'énergie. Les améliorations de l'efficacité énergétique évitent la production d'émissions qu'entraînerait autrement la consommation d'une somme accrue d'énergie.

3.4.2. POTENTIEL D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Au début des années 90, on a réalisé une étude à l'intention du ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick pour déterminer l'ampleur du potentiel d'efficacité énergétique dans la province et les avantages économiques et environnementaux connexes. L'étude s'est attardée sur les possibilités d'efficacité énergétique dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel ainsi que dans le secteur des transports, et elle a constaté que des économies d'énergie attrayantes pouvant procurer les avantages ci-après étaient possibles.

- Les économies d'énergie pourraient atteindre 37 % dans le secteur résidentiel, 22 % dans le secteur commercial, 26 % dans le secteur industriel et 13 % dans le secteur des transports.
- L'augmentation du revenu disponible et l'effet multiplicateur pertinent pourrait créer chaque année 2 424 nouveaux emplois (directs et indirects).
- Les mesures d'efficacité énergétique attrayantes pourraient réduire les émissions de CO_2 de 7,7 millions de tonnes, les émissions d'oxyde d'azote (« NOx ») de 35 187 tonnes, et celles de SO_2 de 98 038 tonnes.

L'étude a de plus estimé comme élevée la possibilité d'un transfert de combustible de l'électricité au mazout et comme plus élevée encore la possibilité d'un transfert avec l'accès au gaz naturel.

Il s'agissait là de chiffres estimatifs bruts; en présence des barrières commerciales existantes, les niveaux d'efficacité énergétique réalisables correspondaient environ au tiers des totaux ci-dessus. Ce niveau d'investissement réalisable nécessitait toujours

des transformations du marché encouragées par le gouvernement. Dans le laps de temps qui s'est écoulé depuis l'étude, certains facteurs ont changé : la possibilité d'un transfert de combustible au gaz naturel a par exemple augmenté. On croit que les chiffres estimatifs établis sont pour la plupart encore valides, en particulier en ce qui concerne le parc immobilier et le parc de matériel existants dans les secteurs résidentiel et commercial. Les chiffres étaient basés sur la technologie du début des années 90, ce qui permet de supposer qu'il sont légèrement conservateurs compte tenu des progrès réalisés dans les mesures d'efficacité depuis lors.

Le Nouveau-Brunswick a mis en œuvre un certain nombre de mesures d'efficacité énergétique à la suite de l'étude, notamment l'adoption de l'Initiative visant les bâtiments provinciaux, qui a entraîné des économies d'énergie moyennes de 20 % dans les bâtiments participants. Des études effectuées par le gouvernement fédéral et d'autres gouvernements provinciaux ont fourni des résultats similaires à ceux documentés dans le rapport du Nouveau-Brunswick.

3.4.3. FACTEURS GÊNANT L'INVESTISSEMENT DANS L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Au sein d'un marché parfaitement concurrentiel, on exploiterait toutes les possibilités d'efficacité énergétique économique sans que devienne nécessaire une intervention commerciale d'un palier de gouvernement ou d'un autre. Au sein de l'économie qui existe aujourd'hui, de nombreuses barrières commerciales gênent l'investissement dans l'efficacité énergétique économique, notamment :

- **Les externalités sociales et écologiques :** Les prix de l'énergie n'englobent généralement pas la totalité des coûts des effets sur la santé et des dommages écologiques relatifs à la consommation d'énergie. Les consommateurs ne tiennent par conséquent pas compte des coûts écologiques et des coûts liés à la santé évités lorsqu'ils songent à réaliser des investissements dans l'efficacité énergétique.

- **Le manque de connaissances ou l'importance financière perçue :** De nombreux consommateurs ne sont pas au courant des options qui s'offrent à eux pour améliorer l'efficacité énergétique et ils prennent généralement leurs décisions en se basant sur leurs habitudes. De plus, de nombreux consommateurs ne comprennent pas l'importance de leurs gestes vis-à-vis de la réduction des coûts de l'énergie. Il semble exister un manque de données économiques et de connaissances sur les produits.

- **L'accessibilité des produits et les coûts des recherches :** Même si les appareils à haut rendement énergétique deviennent de plus en plus accessibles, les canaux de distribution et de vente au détail ne tiennent souvent pas des stocks importants d'appareils à haut rendement énergétique. Vu cette distribution limitée, les consommateurs peuvent trouver frustrant et fastidieux la tâche de rechercher des produits ou des services plus économiques et convenant mieux à leurs besoins réels.

- **L'accès à des fonds :** Même lorsque les consommateurs sont au courant des options à haut rendement énergétique accessibles et qu'ils peuvent trouver des fournisseurs pouvant les leur offrir, les coûts initiaux supérieurs rattachés à de nombreux produits et services à haut rendement énergétique peuvent détourner les

consommateurs qui ne disposent pas des fonds initiaux requis ou d'un accès à des capitaux.

- **Qui paie par opposition à qui bénéficie des services :** L'exemple classique de cet obstacle est le cas du locataire qui paie la facture d'énergie, alors que le propriétaire choisit les appareils et les accessoires consommant de l'énergie. Le propriétaire, qui ne profite pas des économies que procurent les articles plus efficaces et qui pourrait avoir des doutes au sujet de l'effet que les appareils peuvent avoir sur l'augmentation de la valeur de la propriété, est peu incité à investir des fonds dans des articles à haut rendement énergétique économiques.

- **Les retombées :** De nombreux consommateurs semblent sous-évaluer l'ampleur future des économies d'énergie que procureront les produits et les services à haut rendement énergétique. Ils accordent souvent plus de valeur aux coûts initiaux supérieurs qu'aux économies à longue échéance réalisées dans les coûts d'utilisation.

- **La fixation erronée des prix :** Les prix des sources d'énergie réglementées comme l'électricité et le gaz naturel pourraient être trompeurs en raison des subventions inter-classes et intra-classes et de l'absence de signaux de prix sur les périodes de consommation. Ces prix trompeurs pourraient biaiser les décisions prises au sujet de l'achat de produits et de services à haut rendement énergétique.

3.4.4. STRATÉGIE D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Pour éliminer les obstacles aux améliorations de l'efficacité énergétique, le Nouveau-Brunswick doit veiller à ce que les consommateurs comprennent les avantages de l'efficacité énergétique. On peut éliminer ces obstacles ou ces lacunes du marché en ayant recours à une vaste panoplie d'outils stratégiques et économiques, dont la réglementation stratégique, les normes de rendement, les politiques fiscales et commerciales, l'éducation et la sensibilisation, et les initiatives de leadership. Toutes ces interventions visent à transformer le marché de manière que les mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique s'enracinent au fil du temps au sein du secteur privé, sans la nécessité d'une influence permanente du gouvernement ou de l'entreprise de services publics.

Le programme R-2000 constitue un bon exemple de mesure de transformation du marché. Au cours des premières années du programme, le gouvernement provincial, l'association locale des constructeurs de maisons et la société d'électricité d'État ont contribué à la formulation de la norme R-2000 et à sa promotion, et ils ont, dans certains cas, fourni des incitatifs directs aux acheteurs de maisons. Au fur et à mesure que le marché des maisons R-2000 a pris de l'essor, les méthodes de construction qui y étaient associées se sont maintenues, même lorsqu'on a cessé de fournir de l'aide en vertu du programme.

Il faut accorder une attention spéciale aux ménages à faible revenu, car les initiatives de transformation du marché pourraient ne pas répondre à leurs besoins. Dans une société vieillissante et où beaucoup gagnent des revenus fixes ou peu élevés, le coût de l'énergie deviendra une question de plus en plus capitale, car une part substantielle de la consommation d'énergie est vitale. Les gens ont besoin de chauffer leurs maisons.

C'est pourquoi il pourrait falloir étudier les possibilités de recourir à des options énergétiques visant spécifiquement les ménages à faible revenu.

Les mesures et les politiques adoptées doivent par ailleurs tenir compte des gains d'efficacité énergétique par rapport à l'utilisation finale de l'énergie et à l'énergie primaire. Par exemple, l'emploi d'une ampoule électrique plus efficace entraînera une amélioration de l'utilisation finale d'énergie. On consommera moins d'électricité, tout en améliorant la consommation d'énergie primaire, de sorte à réduire la consommation de combustible comme le pétrole pour produire de l'électricité. De plus, une mesure comme un transfert de combustible pourrait ne pas améliorer l'efficacité de l'utilisation finale de l'énergie au foyer ni au sein de l'entreprise, mais elle améliorera l'utilisation d'énergie primaire et l'efficacité économique globale.

Le gouvernement provincial élaborera et mettra en œuvre une stratégie d'efficacité énergétique d'envergure pour s'assurer que les améliorations de l'efficacité énergétique ont l'incidence la plus étendue possible. Il implantera cette stratégie en engageant les secteurs public et privé dans des partenariats visant à mettre au point et instaurer des mesures d'efficacité énergétique. Le gouvernement commencera par élargir les programmes existants, par exemple en faisant la promotion de la très fructueuse Initiative visant les bâtiments provinciaux comme modèle auprès des autres organisations. Il créera d'autres programmes à partir d'un vaste éventail d'options et il concevra ces programmes de manière qu'ils éliminent tout à fait les barrières commerciales s'opposant à l'efficacité énergétique et qu'ils servent ses objectifs stratégiques énergétiques généraux. Le degré d'application des nouvelles options sera fonction du degré auquel on parviendra à établir des partenariats fructueux ainsi que du niveau de financement accessible. La stratégie formulée reposera sur les éléments clés suivants :

- une éducation et une sensibilisation efficaces du public;
- le leadership montré en prêchant par l'exemple dans les activités gouvernementales;
- l'établissement d'un partenariat avec le gouvernement fédéral et avec d'autres organismes publics et privés pour mettre en place des ressources et améliorer l'efficacité des mesures instaurées;
- la mise en œuvre des initiatives réglementaires stratégiques comme les codes et les normes de rendement;
- le repérage des possibilités de subvention de l'efficacité énergétique et des mécanismes de financement;
- l'encouragement du transfert de combustible lorsque celui-ci entraîne des avantages du point de vue de l'efficacité et de la concurrentialité économique; et
- l'encouragement de la communication de signaux de prix pertinents aux consommateurs, notamment en réduisant l'interfinancement parmi les catégories de tarifs d'électricité et en établissant des tarifs liés à la période de consommation.

Les sections qui suivent décrivent de façon plus détaillée les mesures existantes qu'on élargira et les options envisagées aux fins d'une stratégie globale en matière d'efficacité énergétique. La stratégie d'efficacité énergétique devrait également constituer une partie intégrante d'un plan d'action provincial plus large face au changement climatique.

3.4.4.1. Élargir les efforts existants

À court terme, une façon pratique d'agir consiste à miser sur les programmes existants et à les élargir.

3.4.4.1.1. Information et éducation des consommateurs

On crée des marchés durables d'efficacité énergétique lorsque les consommateurs se trouvent à la source de la demande d'efficacité énergétique. Pour créer un tel intérêt, il faut informer et éduquer les consommateurs sur les avantages de l'efficacité énergétique. Un programme d'information des consommateurs solide représente donc l'assise sur laquelle reposeront les autres mesures. On peut notamment élargir le service d'information sur l'efficacité énergétique présentement fourni au moyen de pages Web, d'ateliers et de conférences, de programmes de formation et de modules à intégrer au curriculum scolaire. Même si la coopération d'autres organisations améliore l'efficacité de toutes les initiatives d'efficacité énergétique, celle-ci devient encore plus pertinente en ce qui concerne les efforts d'information et d'éducation. Par exemple, l'intégration des efforts déployés avec les initiatives mises sur pied pour informer le public au sujet du changement climatique, comme la Stratégie nationale de mise en œuvre du Canada sur le changement climatique, accroîtrait efficacement les ressources auxquelles ont peu recourir. **Le gouvernement provincial élaborera un programme d'information et d'éducation sur l'efficacité énergétique en collaboration avec d'autres organisations partenaires.**

3.4.4.1.2. Prêcher par l'exemple

Les ministères provinciaux peuvent jouer un rôle précieux en sensibilisant davantage les gens et en veillant à intégrer l'efficacité énergétique dans leur fonctionnement quotidien. **Le gouvernement provincial demandera aux ministères provinciaux d'inclure l'efficacité énergétique dans toutes leurs décisions et politiques pertinentes**.

Les services d'approvisionnement du gouvernement provincial constituent l'un des outils d'intervention auprès du marché les plus efficaces dont il dispose. Le gouvernement provincial peut, en tant qu'acheteur à grande échelle, contribuer à implanter le marché des produits et des services d'efficacité énergétique. Les méthodes d'approvisionnement peuvent en outre hâter l'établissement de détaillants concurrentiels ou de regroupeurs réunissant des services d'efficacité énergétique avec des articles énergétiques. **Le gouvernement provincial tiendra compte de l'efficacité énergétique lorsqu'il considérera des choix d'approvisionnement.**

Le programme gouvernemental de gestion de l'énergie existant comporte deux initiatives fructueuses : le système comptable de la consommation d'énergie et l'Initiative visant les bâtiments provinciaux (« IBP »). Le système comptable de la consommation d'énergie est présentement axé sur l'électricité et il fournit aux administrateurs d'immeubles des indicateurs de rendement sur la consommation énergétique. **Le gouvernement provincial élargira le système comptable de la consommation d'énergie provincial pour qu'il englobe le mazout et le gaz naturel.**

L'Initiative visant les bâtiments provinciaux offre le soutien technique, organisationnel et contractuel nécessaire pour mettre en œuvre des projets d'économie d'énergie financés par une tierce partie clés en main. Le Nouveau-Brunswick est reconnu partout au

Canada comme un chef de file dans la mise en œuvre de ce programme. Ce programme fructueux s'attache présentement aux édifices directement subventionnés par le gouvernement. **Le gouvernement provincial continuera à travailler de concert avec d'autres organismes pour étendre l'envergure de l'initiative visant les bâtiments provinciaux afin qu'elle englobe les bâtiments comme les hôpitaux, les foyers de soins et les immeubles qui sont la propriété des sociétés d'État et des municipalités ou que celles-ci gèrent.** En fait, certaines municipalités utilisent déjà les outils mis au point en vertu de l'IBP pour se lancer dans des projets similaires.

Finalement, pour raffermir davantage son engagement à prêcher par l'exemple, **le gouvernement provincial surveillera les activités gouvernementales et préparera un rapport annuel sur le rendement enregistré en matière d'efficacité énergétique.**

3.4.4.1.3. Participation aux programmes fédéraux

Le Nouveau-Brunswick a fructueusement coopéré avec le gouvernement fédéral à la prestation de plusieurs programmes efficaces. Par exemple, le Nouveau-Brunswick a activement fait la promotion du programme fédéral *Le bon $ens au volant*, qui encourage l'efficacité énergétique en mettant à la disposition de tous les moniteurs de conduite automobile une trousse d'élève au volant. Le partenariat avec le gouvernement fédéral peut comporter un partage de tâches, un partage de coûts et des arrangements de parrainage. **Le gouvernement provincial cherchera activement à établir des partenariats avec le gouvernement fédéral aux fins de programmes d'efficacité énergétique.**

3.4.4.1.4. Élargissement des règlements visant l'efficacité énergétique et encouragement de l'utilisation d'appareils à haut rendement

Les règlements existants du Nouveau-Brunswick visant l'efficacité énergétique en vertu de la *Loi relative à l'efficacité énergétique* couvre 23 produits. La réglementation de ces produits est parvenue à éliminer les articles moins efficaces du marché sans affecter le choix du consommateur. D'autres provinces et États ont formulé et adopté des normes d'efficacité énergétique supplémentaires qu'on pourrait inclure dans notre propre réglementation. On pourrait profiter de l'arrivée du gaz naturel au Nouveau-Brunswick pour réglementer les appareils de chauffage au gaz à rendement élevé, les chauffe-eau et les autres appareils au gaz de manière à éviter les possibilités perdues. **Le gouvernement provincial allongera ainsi la liste des articles dont les niveaux d'efficacité énergétique sont réglementés de manière à harmoniser sa réglementation avec celles des autres provinces et États; il soutiendra l'établissement de normes d'efficacité énergétique visant d'autres articles et il encouragera l'installation d'appareils à rendement élevé.**

3.4.4.2. Proposition de nouvelles mesures

L'engagement des groupes de défense de l'intérêt public et du secteur privé constitue un aspect faisant partie intégrante de la sélection de mesures supplémentaires à incorporer dans la stratégie d'efficacité énergétique. Le gouvernement établira des mesures particulières en consultation avec des partenaires provinciaux.

3.4.4.2.1. Mécanisme de financement de l'efficacité énergétique

L'éventail des options que comportera la stratégie d'efficacité énergétique sera fonction du niveau de financement disponible. **Le gouvernement provincial cherchera toute une variété de mécanismes de financement de l'efficacité énergétique à grande échelle.** Ces fonds pourraient, éventuellement, fournir aux usagers un accès au financement de mesures économiques reconnues. Dans de nombreux États américains où l'on a implanté une restructuration, les programmes d'efficacité énergétique sont financés par un supplément au kWh sur les tarifs de distribution. Le fonds d'efficacité énergétique pourrait utiliser les remboursements de prêts aux fins de mesures d'efficacité supplémentaires dans le cadre d'une approche prévoyant l'établissement d'un fonds renouvelable.

Pour influencer un financement des secteurs fédéral et privé, **le gouvernement provincial contribuera au financement de lancement de l'efficacité énergétique afin d'aller chercher des ressources d'autres sources**. La Stratégie nationale de mise en œuvre du Canada sur le changement climatique pourrait constituer l'une de ces autres sources.

3.4.4.2.2. Options résidentielles

Le parc immobilier existant offre la possibilité la plus intéressante pour l'amélioration de l'efficacité énergétique au sein du secteur résidentiel. L'expérience révèle qu'il est extrêmement efficace d'adopter une approche visant « l'ensemble de la maison » en ce qui concerne les améliorations du rendement énergétique, car on encourage ainsi tout une gamme d'améliorations. **Le gouvernement provincial explorera par conséquent les options à inclure dans un programme global d'amélioration du rendement énergétique résidentiel**.

Les programmes instaurés dans d'autres États et provinces ont compris des incitatifs financiers pour la modernisation/rénovation, l'accès à un financement, les vérifications énergétiques domiciliaires et l'étiquetage (programme Énerguide pour maisons), la formation et l'agrément des rénovateurs, la formation du personnel de vente, et la participation d'agents de prestation communautaires.

L'efficacité énergétique pourrait permettre de soulager les occupants de logements sociaux et les ménages à faible revenu d'une partie du fardeau des coûts de l'énergie. Les coûts initiaux des travaux de réfection posent une difficulté sérieuse à ce segment du secteur résidentiel. Les options offertes pourraient comprendre des prêts de fonds renouvelables provinciaux ou municipaux, une participation spéculative d'institutions financières du secteur privé ou d'autres approches financières de rechange. **Le gouvernement provincial examinera les possibilités de programmes d'efficacité énergétique résidentiels convenant spécifiquement aux occupants de logements sociaux et aux ménages à faible revenu**.

3.4.4.2.3. Options commerciales et institutionnelles

Comme dans le cas du secteur résidentiel, la majorité des possibilités d'efficacité énergétique sont liées aux bâtiments existants, qui sont généralement moins éconergétiques que les bâtiments neufs. **Le gouvernement provincial considérera ainsi les options à inclure au sein d'un programme global d'amélioration du rendement énergétique des immeubles commerciaux.** On considérera également la possibilité d'utiliser des codes de rendement, des logiciels de suivi du fonctionnement et des coûts, des logiciels de modélisation des options d'amélioration du rendement énergétique, des études de cas, des programmes de formation et de sensibilisation des propriétaires et des gestionnaires d'installations, ainsi qu'une composante de récompenses/reconnaissance.

Le gouvernement provincial a participé à l'élaboration des codes modèles nationaux de l'énergie pour les maisons et du *Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments*. Les codes du bâtiment constituent une responsabilité municipale et provinciale. **Le gouvernement provincial examinera les avantages de l'adoption des codes nationaux de l'énergie pour les bâtiments**.

3.4.4.2.4. Options industrielles

Le fait de stimuler l'efficacité énergétique au sein du secteur industriel peut poser un défi en raison des fluctuations marquées inhérentes aux modes de consommation et aux profils de la charge. On peut encourager l'investissement dans l'efficacité énergétique en transmettant les signaux de prix pertinents, car les coûts de l'énergie peuvent substantiellement affecter la concurrentialité industrielle. Les choix réalisés en matière de fixation des prix et le regroupement personnalisé des services énergétiques permettent à l'industrie de gérer l'énergie d'une manière extrêmement efficace aux fins de procédés particuliers. **Le gouvernement provincial étudiera les mesures d'efficacité énergétique du secteur industriel axées sur la fixation des prix de l'énergie et des services énergétiques, les normes de rendement spécifiques de l'industrie, la recherche et le développement, ainsi que la démonstration de nouvelles techniques concurrentielles.**

3.4.4.2.5. Transports

Le secteur des transports est à la source d'une partie substantielle de la consommation d'énergie au Nouveau-Brunswick; il présente par conséquent des possibilités considérables d'amélioration de l'efficacité énergétique. Le nombre de kilomètres parcourus par des véhicules augmente de 1,4 % par année et les nouveaux véhicules faisant leur entrée dans le parc automobile affichent des taux de consommation moyens supérieurs aux véhicules dont on se défait, ce qui présente des difficultés pour réduire la consommation d'essence et les émissions liées aux déplacements. La popularité des véhicules loisir travail et des gros camions énergivores au détriment des voitures de tourisme de taille plus réduite et plus économiques en essence constitue la principale raison pour laquelle ont cessé les gains d'efficacité énergétique automobile des années 70 et 80. Malgré ces tendances nationales, le Nouveau-Brunswick peut encore encourager de nombreuses façons l'efficacité énergétique au sein du secteur des transports.

Certaines mesures permettent de tirer parti des possibilités d'amélioration de l'efficacité au sein de toutes les composantes du réseau des transports, notamment l'infrastructure routière, ferroviaire et maritime, les véhicules, les carburants et les usagers. Ces mesures comprennent par exemple des initiatives de sensibilisation du public cherchant à modifier le comportement des voyageurs; les systèmes intelligents de transport qui réduisent la congestion de la circulation; les initiatives de travail à distance réduisant le nombre de déplacements; la surveillance des limites de vitesse, la formation des administrateurs de parcs automobiles et des camionneurs; l'imposition de droits qui corrigent les faiblesses du marché à faire état des coûts véritables et les programmes d'essais de véhicules; ainsi que les modes de transport à rendement énergétique supérieur comme le transport par conteneurs et le transport ferroviaire. **Le gouvernement provincial examinera diverses options pour encourager l'efficacité énergétique dans le secteur des transports dans le cadre d'une nouvelle politique des transports présentement en voie d'élaboration.**

3.4.4.3. Incorporation de l'efficacité énergétique au sein des marchés de l'électricité

3.4.4.3.1. Signaux de prix

Il est critique qu'on dispose d'un mode de fixation des prix exact renseignant les usagers sur le coût structurel véritable du service et le coût selon la période de consommation pour que les usagers basent leurs décisions par rapport à l'efficacité énergétique sur des facteurs économiques. La structure actuelle des tarifs au Nouveau-Brunswick comporte malheureusement plusieurs faiblesses, dont des subventions inter-classes et intra-classes, et une absence générale de signaux de prix sur la période de consommation (« consommation électrique horaire ») dans le cas de la totalité des usagers, sauf les grandes industries. En général, les abonnés commerciaux et industriels assurent un interfinancement des abonnés résidentiels.

Il est justifié et essentiel qu'on poursuive les efforts en vue de corriger ces lacunes afin qu'on dispose de la base économique nécessaire pour assurer une gestion axée sur une demande concurrentielle. Plus précisément, on peut prendre les mesures indiquées en réalisant davantage de progrès dans l'alignement des taux de rentabilité avec toutes les catégories tarifaires et en abaissant les seuils de consommation des abonnés souhaitant bénéficier de tarifs interruptibles. L'établissement de tarifs saisonniers différents, même s'il ne constitue pas une mesure aussi précise que les tarifs horaires de consommation d'électricité, pourrait représenter une structure tarifaire convenable dans le cas des petits abonnés dont les charges ne justifient pas les frais d'installation d'un compteur électrique horaire et qui, dans nombre de cas, n'accepteront pas d'eux-mêmes les complexités administratives accrues pertinentes. **Le gouvernement provincial demandera à la société d'électricité d'État d'établir et de soumettre à la Commission des tarifs horaires de consommation d'électricité d'ici l'automne 2002.**

Un tarif en tranches décroissantes est offert à tous les abonnés d'usage général « entièrement alimentés à l'électricité » au Nouveau-Brunswick. Cette façon de procéder fournit de l'électricité à un tarif inférieur pour les achats au-dessus d'un minimum mensuel tout en diffusant des signaux de prix déplorables qui encouragent une consommation supérieure d'énergie. D'autres provinces et États concurrents ont abandonné la fixation des tarifs par tranches décroissantes; le geste s'inscrit dans

l'optique cherchant à communiquer à l'usager des signaux de prix du marché plus rationnels. **Le gouvernement provincial demandera à la société d'électricité d'État d'examiner la possibilité d'éliminer la tarification par tranches décroissantes et d'étudier quelle incidence cette mesure aurait sur les abonnés existants.**

3.4.4.3.2. Coproduction

Les installations de coproduction peuvent procurer des taux d'efficacité thermoélectrique appréciables de 75 % ou plus comparativement aux taux d'efficacité des centrales conventionnelles de 30 à 38 %. La coproduction et la production autonome en général pourraient ainsi s'avérer une composante précieuse de la stratégie d'efficacité énergétique. La politique provinciale concernant ce genre d'installations est analysée dans les sections 3.1.4 et 3.5.4 du présent document. **Le gouvernement provincial encouragera la coproduction en la considérant comme l'option de production d'électricité la plus éconergétique.**

3.4.4.3.3. Transfert de combustible

Diverses formes d'énergie concurrentes, comme l'électricité, le mazout ou le gaz naturel, peuvent permettre maintes utilisations finales de l'énergie, comme le chauffage et l'obtention d'eau chaude. L'efficacité d'utilisation finale de l'énergie peut varier substantiellement selon la source d'énergie et la technique de conversion utilisée. Par exemple, le chauffage électrique assuré par une centrale thermique conventionnelle permet une efficacité d'utilisation finale d'environ 30 % et celui d'une centrale à cycle mixte alimentée au gaz naturel, une efficacité d'environ 45 %. En comparaison, l'efficacité d'utilisation finale du mazout et du gaz naturel utilisé dans un appareil de chauffage à haut rendement, sur place, atteint au moins 75 %. Ces améliorations de l'efficacité énergétique peuvent entraîner des réductions appréciables des émissions, en particulier dans le cas des applications utilisant le gaz naturel, qui représente le combustible fossile accessible dont la combustion est la plus propre. Le transfert de combustible représente en outre un moyen d'adoucir la courbe de la charge et il peut jouer un rôle appréciable pour éviter la production d'électricité de coût supérieur. **Le gouvernement provincial travaillera de concert avec les sociétés publiques de distribution pour élaborer une stratégie de transfert de combustible dans le cadre de sa stratégie d'efficacité énergétique.**

3.4.4.3.4. Gestion axée sur la demande

La philosophie de la concurrence engendre un virage fondamental : la conviction que les marchés, plutôt que les organismes gouvernementaux de réglementation et les monopoles de services publics, doivent assumer la responsabilité des prises de décisions concernant la production et la consommation futures d'énergie. Avec l'avènement de la concurrence, on a assisté à une transition visible de l'époque de la planification de l'approvisionnement réglementée par une société d'électricité publique/un gouvernement, caractérisée par une planification intégrée des ressources, aux décisions sur l'approvisionnement axées sur le marché que les producteurs commerciaux prennent au risque de leurs investissements. Du côté de la demande de l'équation, certains ont également avancé que les décisions au sujet des investissements et des services d'efficacité énergétique devraient elles aussi être prises par le marché et non par des organismes gouvernementaux de réglementation. D'autres allèguent qu'on perdrait un grand nombre des avantages que permettent les

programmes de gestion axée sur la demande (« GAD ») (ce qui en ferait des avantages dits échoués) sans un engagement soutenu et une intervention énergique au sein du marché.

On semble s'entendre sur un point : le fait que l'efficacité énergétique dictée par le marché, ou « la GAD concurrentielle », doit jouer un rôle plus déterminant qu'auparavant. Les points qui suivent constituent quelques-unes des principales caractéristiques du modèle de la GAD concurrentielle.

- La fixation des prix de détail en temps réel, qui permet aux usagers de voir les changements survenant dans les prix réels du marché de gros et d'y réagir.
- Des signaux de prix en temps réel au sujet du coût du service de transport et de distribution, en particulier pendant les périodes où la demande est sur le point d'excéder la capacité de transport et de distribution disponible.
- Des compteurs en temps réel ou des dispositifs de surveillance de la charge permettant aux usagers finals ou à leurs fournisseurs/regroupeurs de restreindre la charge.
- Un mécanisme de soumission d'offres axée sur la demande par les participants du marché de gros, qui permettrait aux usagers, aux regroupeurs de la demande ou aux autres entités fournissant la charge de modifier la demande des usagers pendant les périodes de pointe et d'éviter ainsi les achats d'énergie lorsque le coût excède la valeur pour l'usager final. Le cas échéant, l'usager pourrait disposer de solutions de rechange préférables à l'acceptation d'énergie à coût élevé, comme le transfert de combustible, la production autonome ou le déplacement de la consommation d'énergie pendant d'autres périodes de temps.
- Un rôle grandissant pour les entreprises et détaillants de services énergétiques de fournir aux usagers des services de gestion de l'efficacité et de la charge en les regroupant avec les produits énergétiques vendus aux usagers.

L'établissement initial des marchés de gros concurrentiels, en particulier aux États-Unis, a raffermi l'opinion voulant que la soumission d'offres axée sur la demande ne constitue pas seulement une excellente façon de préserver un bien public précieux, mais que cette mesure s'avère en outre essentielle au maintien d'un marché de gros qui fonctionne bien. Lorsqu'on utilise les réserves à leur limite pour répondre à la demande et que la concurrence des prix semble anémique, une participation active des ressources liées à la demande peut contribuer à rétablir l'équilibre du marché, à assouplir les prix de gros et améliorer la fiabilité du réseau.

On a relevé jusqu'à présent des signes encourageants laissant présager que les fournisseurs d'énergie au niveau de détail et les regroupeurs de la demande réuniront divers services d'efficacité énergétique avec le produit énergétique vendu pour attirer et conserver leurs clients. Cependant, peu de ces ensembles de services d'efficacité regroupés offerts sont allés au-delà des gros usagers commerciaux/institutionnels pour atteindre les petits usagers commerciaux/institutionnels et résidentiels.

Dans les contextes ultérieurs à une restructuration, les entreprises d'électricité publiques ont réorienté leurs programmes vers la transformation du marché et ont essayé de trouver la façon la plus efficace de dispenser leurs services aux usagers en faisant appel

à la collaboration d'autres entreprises d'électricité publiques, d'organisations à buts non lucratifs, d'associations commerciales et du gouvernement. Les programmes de concertation peuvent permettre des économies d'échelle et d'envergure beaucoup plus importantes que les programmes de gestion axée sur la demande individuelle offerts par une entreprise d'électricité publique seule. **Le gouvernement provincial examinera par conséquent le rôle d'un programme concerté de gestion axée sur la demande pour s'orienter vers la pleine concurrence à l'échelon de détail.**

3.5 ÉNERGIE DE REMPLACEMENT

3.5.1. RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

Contrairement à la combustion des combustibles fossiles et à la fission nucléaire, les sources d'énergie renouvelables sont pratiquement inépuisables et elles se reconstituent au moyen de processus naturels. L'énergie de remplacement, en particulier sous la forme de biomasse renouvelable, joue un rôle déterminant parmi l'ensemble des sources d'énergie utilisées au Nouveau-Brunswick. La biomasse représente 15 % de la demande totale d'énergie primaire dans la province. Ce chiffre englobe 481 000 cordes (589 000 tonnes) de bois rond utilisées pour le chauffage au sein du secteur résidentiel, 18 000 tonnes de déchets de bois consommées par les hôpitaux et 2,5 millions de tonnes de déchets de bois et de lessive de pâte épuisée utilisés pour la production de chaleur industrielle dans l'industrie des pâtes et papiers.

Plusieurs sources d'énergie de remplacement et techniques connexes sont utilisées à l'échelle de la planète de nos jours, notamment :

- **L'énergie tirée de la biomasse** – Elle englobe le bois et les déchets/chutes de bois ainsi que les déchets agricoles, les combustibles à base d'alcool, les déchets urbains; le méthane produit par les lieux d'enfouissement de déchets solides et les systèmes de traitement des eaux usées; et les cultures énergétiques.

- **L'énergie géothermique** – Utilisation de la chaleur à l'intérieur de l'écorce terrestre (vapeur ou eau chaude) ou des gradients thermiques sous la surface du sol (thermopompes puisant l'énergie dans le sol).

- **L'énergie hydroélectrique et marémotrice** – Utilisation des eaux qui circulent pour faire tourner des turbogénérateurs produisant de l'électricité ou de l'énergie mécanique.

- **L'énergie solaire** – Elle assure un chauffage direct des bâtiments et de l'eau chaude ou elle peut être transformée en électricité au moyen de cellules photovoltaïques (« PV ») ou d'une turbine à vapeur héliothermique.

- **L'énergie éolienne** – Elle fournit de l'électricité en faisant tourner de grandes pales reliées à une génératrice.

- **Les piles à combustible** – Convertisseur autonome qui transforme chimiquement le combustible pour produire de l'électricité.

- **Les microturbines** – Turbogénérateurs de combustion de petite taille.

On a réalisé ces 20 dernières années d'énormes progrès techniques pour réduire les coûts des énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire, dont les coûts ont, dans certains cas, diminué au cinquième de leurs coûts antérieurs au kilowattheure (« kWh »). Aujourd'hui, les installations éoliennes aménagées dans les meilleurs emplacements peuvent produire de l'électricité à des coûts comparables à ceux de nombreuses centrales conventionnelles, soit 6 à 7 cents/kWh. Des progrès analogues ont été réalisés dans la mise au point des piles

à combustible à base d'énergie de remplacement, qui constituent un moyen propre et efficace de produire de l'électricité hors-réseau et de la force motrice. Même si les combustibles utilisés dans les piles à combustible ne sont pas nécessairement *renouvelables, ils offrent maints* avantages des ressources énergétiques renouvelables, comme une réduction des incidences environnementales et une possibilité intéressante d'application à une échelle de distribution réduisant les pertes et pouvant mener à des rendements généraux supérieurs.

Malgré les énormes progrès des techniques liées aux énergies renouvelables et aux énergies de remplacement, elles nécessitent en général des coûts d'investissement supérieurs au kW et des coûts moyens au kWh plus élevés que les sources d'énergie conventionnelles plus concurrentielles, comme les centrales à cycle mixte alimentées au gaz, dont les coûts de production moyens actualisés sont d'environ 4 à 5 cents le kWh. De plus, comme les projets d'utilisation de ressources renouvelables et de remplacement constituent généralement des projets à forte intensité de capital (en dépit de coûts d'exploitation inférieurs), les financiers des centrales commerciales, qui recherchent habituellement des rendements particuliers au cours d'un horizon temporel de huit à dix ans, ne tiennent souvent pas pleinement compte des avantages de l'exploitation à long terme des projets axés sur des ressources renouvelables ou de remplacement.

3.5.2. AVANTAGES DE L'ÉNERGIE DE REMPLACEMENT/RENOUVELABLE

Les énergies renouvelables constituent généralement des sources d'énergie très propres, même si elles peuvent avoir un certain nombre d'incidences environnementales[22]. L'utilisation accrue des énergies renouvelables peut réduire tout un éventail de problèmes écologiques tels que la pollution de l'air, les déchets solides et dangereux, et la pollution de l'eau. L'énergie renouvelable peut, en particulier, atténuer les effets des pluies acides, l'ozone au niveau du sol, la brume sèche régionale, les particules, et la menace d'un changement climatique. Plusieurs sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique et l'énergie solaire, ne produisent pas d'émissions atmosphériques. Les centrales alimentées à la biomasse, auxquelles sont juxtaposées des méthodes de culture et de récolte gérées de façon avisée, ne produisent pas de quantités nettes d'émissions de gaz à effet de serre.

Les ressources renouvelables s'avèrent également beaucoup moins onéreuses vis-à-vis des ressources en eau. L'énergie solaire et l'énergie éolienne ne consomment pas d'eau du tout. L'hydroélectricité exploite (mais ne consomme pas) l'énergie de l'eau qui circule, sans introduire de polluant ni de chaleur résiduaire dans les ressources en eau. De plus, les installations hydroélectriques procurent souvent d'autres avantages comme une réduction des inondations, une alimentation en eau potable et des possibilités récréatives. La biomasse utilise souvent l'eau au sein du cycle de génération de vapeur de production d'énergie, mais contrairement à l'énergie des combustibles fossiles, elle ne menace pas les réserves d'eau de déversements d'hydrocarbures accidentels. Du point de vue des déchets solides et dangereux, l'énergie renouvelable s'avère infiniment

---

[22] Malgré de nombreux avantages écologiques, certains projets d'utilisation d'énergie renouvelable se sont heurtés à une forte opposition des collectivités hôtes, qui ont invoqué des motifs écologiques comme la pollution visuelle du paysage et les dommages causés aux oiseaux par les parcs d'éoliennes, et la perturbation de la reproduction des poissons causée par les installations hydroélectriques.

plus avantageuse pour l'environnement. La production de l'énergie solaire, de l'énergie éolienne et de l'énergie hydroélectrique ne génère absolument pas de déchets.

Les sources d'énergie renouvelable procurent par ailleurs un certain nombre d'avantages économiques appréciables. En élargissant la diversité des sources d'énergie utilisées à l'intérieur de la province, les énergies renouvelables réduisent la dépendance à l'égard des combustibles fossiles traditionnels ainsi que l'exposition connexe aux fluctuations des prix des combustibles. De plus, comme on réalise des économies d'échelle dans des centrales de taille relativement restreinte dans le cas de plusieurs sources d'énergie renouvelable, on peut rajuster celles-ci à la croissance de la charge et on peut les répartir plus facilement à une échelle géographique, de façon à réduire les embouteillages et les pertes des réseaux de transport et de distribution. Il est par ailleurs reconnu que l'utilisation de la biomasse entraîne la création d'un nombre substantiel d'emplois à l'échelle locale.

3.5.3. DEMANDE EN ÉNERGIE VERTE DU MARCHÉ

Même si la principale raison de la restructuration de l'industrie de l'électricité vise à réduire les prix de l'électricité, celle-ci a également donné lieu à une différenciation des produits sur le marché et à des stratégies de commercialisation créatives. Un certain nombre de détaillants offrent présentement aux clients des sources d'énergie propres et renouvelables, souvent appelées « énergie verte ».[23] Des études de consommation aux États-Unis révèlent qu'en moyenne, 70 % des consommateurs résidentiels confient être prêts à payer au moins 5 $ de plus par mois pour de l'électricité de sources renouvelables; 38 % sont prêts à payer au moins 10 $ de plus par mois; et 21 % signalent être prêts à payer au moins 15 $ de plus par mois.[24]

L'expérience vécue avec le marché jusqu'à présent confirme une préférence pour l'énergie verte parmi un segment substantiel de consommateurs. Même si seulement 2 % des clients de la Californie ont décidé de passer de la société de service public en place à des fournisseurs concurrentiels, pratiquement tous les abonnées résidentiels qui ont changé de fournisseur achètent une certaine forme d'énergie verte. Cette démarche a cependant été stimulée dans une certaine mesure par une subvention d'État généreuse vis-à-vis de l'achat d'énergie renouvelable équivalant à 1,5 cent le kWh. En Pennsylvanie, où 20 % des abonnés admissibles ont opté pour un fournisseur concurrentiel, 15 % de ces abonnés ont choisi un fournisseur « d'énergie verte ». Des résultats analogues ont été rapportés dans d'autres États maintenant ouverts à la pleine concurrence au niveau de détail.

---

[23] On peut définir l'énergie verte d'un certain nombre de façons différentes, ce qui amène les intervenants de l'industrie à demander un étiquetage de l'énergie verte. Selon le programme de Choix environnemental d'Environnement Canada, « l'énergie verte » englobe l'énergie éolienne, l'énergie solaire, les gaz d'enfouissement, les gaz biologiques d'eaux d'égout, l'énergie hydroélectrique extraite au fil de l'eau et les sources d'énergie tirée de la biomasse affichant un rendement écologique supérieur.

[24] Farhar, Barbara C., Ph.D., *Willingness to Pay for Electricity from Renewable Resources: A Review of Utility Market Research*, National Renewable Energy Laboratory, juillet 1999.

3.5.4. ADOPTION DE SOURCES D'ÉNERGIE DE REMPLACEMENT

3.5.4.1. Possibilités de recherche et développement

Le Nouveau-Brunswick peut compter sur des organismes de recherche et développement sérieux dans le domaine de l'énergie renouvelable et l'énergie de remplacement. Le Groupe d'ingénierie de la conversion d'énergie (*Energy Conversion Engineering Group*) (Université du Nouveau-Brunswick) et le Centre de recherche sur la conversion de l'énergie (Université de Moncton) ont réalisé des progrès considérables dans la mise au point des pompes géothermiques. Le Groupe de recherche sur les couches minces et l'énergie solaire (Université de Moncton) est activement engagé dans la recherche et le développement des cellules photovoltaïques. Le Centre de génie éolien de l'Université de Moncton, de son côté, est actif dans le domaine de l'énergie éolienne. **Le gouvernement provincial continuera à encourager la recherche et le développement dans le domaine des énergies renouvelables/de remplacement ainsi que les possibilités de mise en valeur économique connexes.**

3.5.4.2. Projets de démonstration

Le gouvernement provincial examinera les possibilités de réalisation de projets de démonstration faisant ressortir les avantages des ressources renouvelables et des sources d'énergie de remplacement, et il s'efforcera d'intéresser le marché à la fabrication, à la vente et à l'entretien des techniques d'utilisation des énergies renouvelables et de remplacement. On songe par exemple aux capteurs muraux permettant un préchauffage de l'air de ventilation, aux piles à combustible et aux microturbines. On mettra en plus l'accent sur l'élargissement de l'utilisation des ressources renouvelables et de remplacement aux fins d'applications hors-réseau comme les communications, les systèmes d'éclairage et le matériel de sécurité publique, lorsque les techniques d'utilisation des énergies renouvelables et de remplacement, plus particulièrement les batteries solaires et les piles à combustible, constituent vraisemblablement une option économique.

3.5.4.3. Promotion et mise en valeur des biocombustibles

L'alcool représente un combustible peu polluant qui peut déplacer une certaine proportion de volumes d'essence sans qu'on ait à apporter de modifications particulières aux moteurs si on l'utilise sous forme de mélange. La production et l'utilisation éventuelle de l'éthanol et d'autres alcools comme carburant ou additif à carburant ont été évaluées à un certain nombre de reprises au Nouveau-Brunswick.

La production d'éthanol à partir de matières premières agricoles ne s'est pas avérée une option praticable au Nouveau-Brunswick parce que l'assise agricole en place n'est pas suffisamment étendue pour soutenir une usine d'éthanol à l'échelle nécessaire pour en assurer la viabilité économique. On a surveillé la technique émergente de la transformation de la lignine et de la cellulose (produits ligneux) en éthanol, et celle-ci semble prometteuse pour le Nouveau-Brunswick.

Du côté de la demande, le marché le plus immédiat pour l'alcool consisterait à l'utiliser comme additif à essence afin qu'il remplace les remonteurs d'octane pétroliers plus controversés sur le plan écologique. Les mélanges d'alcool avec l'essence dans des proportions de 10 % ou plus sont répandus partout en Amérique du Nord.

Le gouvernement provincial travaillera de près avec le gouvernement fédéral pour surveiller de près les progrès réalisés dans les techniques de production d'alcool et il examinera le potentiel s'offrant en vue de la production et de l'utilisation de l'alcool comme carburant de transport ou additif à carburant au Nouveau-Brunswick. Si les techniques accessibles offrent suffisamment de potentiel, le gouvernement provincial collaborera avec l'industrie pour trouver des stratégies visant à démontrer la faisabilité et les avantages éventuels de l'utilisation de l'éthanol comme additif à essence.

3.5.4.4. Production locale d'électricité à petite échelle

Les techniques écologiques de production d'électricité à petite échelle, comme celles utilisant l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse et les piles à combustible, peuvent améliorer l'efficacité de la production et de l'utilisation de l'énergie au Nouveau-Brunswick. De nombreux obstacles, notamment des problèmes de mesurage de la consommation et d'interconnexion, empêchent toutefois ces techniques d'être acceptées et utilisées plus largement. Ces techniques ont un rôle à jouer au sein du marché de concurrence. **Le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché d'examiner le rôle et le traitement de la production locale d'électricité à petite échelle et de formuler des recommandations à cet égard.**

3.5.4.5. Tarification écologique

La tarification écologique permet aux abonnés d'un service public d'électricité qui ne jouissent d'aucun choix au niveau du détail de soutenir un investissement accru dans les sources d'énergie renouvelable ou « vertes » comparativement à l'ensemble traditionnel des sources d'énergie offert par le service public. Jusqu'à présent, plus de 50 services publics, dont plusieurs au Canada, offrent des programmes de tarification écologique. Deux types fondamentaux de programmes sont offerts : les programmes basés sur la capacité et les programmes basés sur la consommation d'énergie. Dans le cas d'un programme basé sur la capacité, la société de service public offre à l'abonné la possibilité de sélectionner le nombre de « blocs » de capacité renouvelable (il s'agit en général de blocs de 100 watts) qu'il aimerait financer. Les primes mensuelles varient entre 2,50 $ et 6,50 $ le bloc de 100 watts. La prime au tarif écologique de l'abonné est uniquement basée sur le nombre de blocs sélectionnés par l'abonné, et non sur la consommation. Les programmes basés sur la consommation d'énergie permettent à l'abonné de choisir le pourcentage de kilowattheures consommés soutenant l'énergie verte. Les primes des tarifs écologiques basés sur la consommation varient de 0,5 à 5 cents le kWh. En fait, les programmes basés sur la capacité ou sur la consommation d'énergie permettent tous deux à l'abonné de choisir le niveau de participation « écologique » souhaité.

Vu l'importance de l'implantation de nouvelles ressources renouvelable pour la province et l'intérêt éventuel des abonnés à soutenir les énergies renouvelables, **le gouvernement provincial obligera la société d'électricité d'État et les autres entreprises de distribution d'électricité de la province à établir une option de tarification écologique et à offrir celle-ci aux abonnés intéressés. Le gouvernement provincial demandera ensuite à la société d'électricité d'État et aux autres entreprises de distribution d'électricité d'utiliser les fonds tirés de l'option**

de la tarification écologique pour encourager la mise en valeur des ressources renouvelables au Nouveau-Brunswick.

3.5.4.6. Norme d'inclusion des ressources renouvelables

Aux États-Unis, 12 États ont adopté une forme quelconque de norme d'inclusion des ressources renouvelables (« NIRR »). Une NIRR est une disposition qui exige qu'un pourcentage minimal du portefeuille énergétique d'un détaillant comporte des sources d'énergie renouvelable admissibles. La définition de « source d'énergie renouvelable admissible » varie d'un État à un autre. Certains y incluent l'énergie hydroélectrique et d'autres ne le font pas; certains mettent l'accent sur les sources d'énergie nouvelles et existantes, tandis que d'autres se concentrent uniquement sur les sources d'énergie nouvelles. Une autre différence touche la façon dont on vérifie la conformité. Certains États ont recours à une approche axée sur l'attestation, en vertu de laquelle les paramètres de production sont négociés au sein d'un marché secondaire, distinctement du produit de l'électricité. D'autres États ont recours à un suivi du cheminement des contrats, qui regroupent ensemble l'électricité et ses paramètres sans qu'on puisse les négocier séparément. Une proposition prévoit l'instauration d'une NIRR nationale d'un taux de 7,5 % dans le cadre de la restructuration de la législation américaine; celle-ci n'a pas encore été adoptée par le gouvernement américain.

Le Nouveau-Brunswick consomme actuellement une proportion relativement élevée d'énergie renouvelable : il répond aux 15 % de la demande d'énergie primaire au moyen de sources d'énergie renouvelable (tableau 3.5.4).

Tableau 3.5.4 : Demande d'énergie primaire par sources d'énergie en 1998

Type de combustible	Demande d'énergie primaire	
	Canada	Nouveau-Brunswick
Pétrole	33 %	65 %
Gaz naturel	30 %	0 %
Charbon	10 %	13 %
Hydroélectricité	9 %	3 %
Énergie nucléaire	9 %	4 %
Énergies renouvelables	**6 %**	**15 %**
Liquides de gaz naturel	3 %	négligeable
TOTAL	100 %	100 %

Source : Statistique Canada, 57-003, *QIV.*

Le gouvernement provincial surveillera par conséquent **l'évolution des programmes de normes d'inclusion de ressources renouvelables dans les autres provinces et États et il en évaluera les avantages pour le Nouveau-Brunswick.**

3.6 ENJEUX ÉCOLOGIQUES

3.6.1. RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

La consommation de l'énergie et les émissions atmosphériques qu'elle produit contribuent de façon marquée aux problèmes environnementaux auxquels est confrontée la province. L'emplacement géographique du Nouveau-Brunswick sous le vent des régions densément peuplées et industrialisées des États-Unis et du Canada a amené le gouvernement provincial à jouer un rôle actif dans la lutte contre un grand nombre de problèmes de pollution atmosphérique. Le Nouveau-Brunswick est parvenu, en gérant de façon responsable les émissions de ses propres sources, à réaliser des réductions substantielles des émissions au vent grâce à une série d'accords nationaux et internationaux.

Même si on a substantiellement réduit les émissions de SO_2 au Nouveau-Brunswick et partout dans l'Est de l'Amérique du Nord, les études continues sur la santé et l'environnement révèlent nettement que d'autres réductions sont nécessaires. En même temps, ces études révèlent qu'il faut en plus réduire davantage beaucoup d'autres émissions associées à la consommation d'énergie. Toutes ces constatations surviennent à un moment où les planificateurs modernes de l'utilisation de l'énergie reconnaissent plus clairement le changement climatique, essentiellement lié à une dépendance mondiale à l'égard des réserves d'énergie à base de carbone, comme un défi.

Même si la qualité de l'air constitue sans doute le principal problème écologique associé à la consommation d'énergie, il existe d'autres problèmes, notamment la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines, l'utilisation des terres et la destruction des habitats. Pour essayer de réduire la contamination des sols et des eaux souterraines, le Nouveau-Brunswick a adopté l'un des programmes de remplacement des réservoirs de stockage souterrain les plus vastes qui existent. Le gouvernement provincial a en outre participé aux efforts de réduction des effets des drainages miniers acides reliés à l'extraction du charbon indigène et il a collaboré avec d'autres organismes en vue de résoudre la question du stockage sûr du combustible nucléaire usé. Pour régler les problèmes de nature plus générale entourant les projets de développement énergétique, le gouvernement provincial administre un *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement* et il maintient des ententes de coopération avec le gouvernement fédéral.

Le texte qui suit analyse les problèmes écologiques associés à la consommation d'énergie; un exposé des mesures énergétiques qu'on prendra pour atténuer ses effets sur l'environnement suit l'analyse.

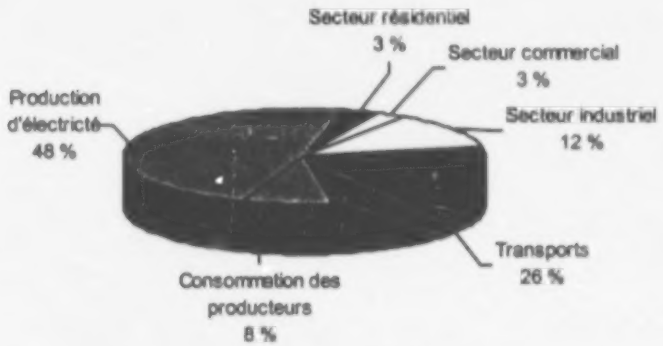
3.6.2. PRINCIPAUX PROBLÈMES ÉCOLOGIQUES

On reconnaît depuis longtemps l'existence du lien inextricable entre la consommation d'énergie et son effet sur l'environnement. **Le gouvernement provincial assurera** par conséquent **une intégration stratégique des objectifs énergétiques et écologiques du Nouveau-Brunswick.**

Le Nouveau-Brunswick reconnaît depuis nombres d'années que la préservation et l'amélioration de la qualité de l'environnement nécessitent non seulement une intendance avisée à l'intérieur de la province, mais aussi dans les provinces et les États en amont. Le Nouveau-Brunswick ne peut pas par exemple résoudre seul ses problèmes reliés aux pluies acides, à l'ozone au niveau du sol (brumée) et à la pollution par le mercure, mais il doit travailler de concert avec les autres provinces et États. Le changement climatique est le problème écologique auquel fait face le Nouveau-Brunswick qui a la portée la plus étendue, du fait que les effets du changement climatique que connaît le Nouveau-Brunswick sont identiques, peu importe que les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») se produisent au Nouveau-Brunswick ou ailleurs dans le monde. **Le gouvernement provincial continuera à travailler activement avec le gouvernement fédéral, avec la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada, ainsi qu'avec d'autres organisations pour s'attaquer aux problèmes des émissions atmosphériques transfrontalières et planétaires**.

3.6.2.1. Changement climatique

Les émissions de gaz carbonique constituent l'élément qui contribue le plus au changement climatique. La consommation de combustibles fossiles constitue de loin le facteur contribuant le plus aux concentrations de CO_2 dans l'atmosphère. Au Nouveau-Brunswick, la production de l'électricité engendre la proportion la plus prononcée d'émissions de CO_2; elle est suivie par le secteur des transports [figure 3.6.2 (a)].



Source : Statistique Canada, rapport n° 57-003

Figure 3.6.2 (a) : Émissions de CO_2 au Nouveau-Brunswick, 1998.
Total = 18,1 millions de tonnes

S'attaquer aux causes du changement climatique constitue un enjeu écologique mondial. En 1992, le Canada a ratifié la Convention-cadre sur les changements climatiques en vue de stabiliser les émissions de gaz à effet de serre aux niveaux de 1990 avant l'an 2000. En 1997, le Canada a signé, mais n'a pas encore ratifié, le protocole de Kyoto, qui engage le Canada à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 6 % au-dessous des niveaux de 1990 d'ici 2008-2012. La réalisation des engagements de Kyoto s'avérera extrêmement difficile pour le Canada compte tenu des prévisions actuelles qui anticipent que les émissions nationales de GES augmenteront de 1,6 % par année jusqu'en 2010.

Le Nouveau-Brunswick et les autres provinces se sont joints au gouvernement fédéral pour élaborer une Stratégie nationale de mise en œuvre qui servira de cadre d'action avant la ratification du protocole de Kyoto. La Stratégie incorpore un plan d'activités perpétuel de trois ans qui s'attachera initialement à sensibiliser et à favoriser la compréhension, à promouvoir la technologie, à amener le gouvernement à prêcher par l'exemple et à encourager des mesures privées. Dans le cadre de sa participation à l'élaboration de la Stratégie nationale de mise en œuvre, **le gouvernement provincial préparera un plan d'action provincial vis-à-vis du changement climatique.**

On peut instaurer au Nouveau-Brunswick une vaste série de programmes dans l'esprit du plan d'action provincial vis-à-vis du changement climatique. Le plan détaillé prévoira des mesures d'atténuation et d'adaptation en même temps que des mesures visant à réduire les émissions de GES. Les activités à cet égard débuteront dès maintenant. Le gouvernement provincial est par exemple l'hôte de l'Atelier sur le changement climatique des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada (« GNE/PMEC ») en mars 2001. L'Atelier s'attardera sur des questions communes à la région du nord-est et il ouvrira la voie à un plan d'action des GNE/PMEC vis-à-vis du changement climatique.

D'autres exemples de mesures qu'on considère ou qu'on entreprend au Nouveau-Brunswick comprennent l'expansion de l'infrastructure gazière, l'établissement de signaux adéquats de pri. de l'énergie et l'encouragement de l'efficacité énergétique. Finalement, le gouvernement provincial devra déployer des efforts pour s'adapter au changement climatique dans des domaines tels que l'intervention d'urgence, l'agriculture et l'exploitation forestière, de même que dans les régions côtières.

La stratégie d'efficacité énergétique du Nouveau-Brunswick, décrite dans la section 3.4.4 du présent document, constituera la contribution centrale du gouvernement au plan d'action provincial vis-à-vis du changement climatique cherchant à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick croit que le fédéral doit lui fournir des ressources adéquates pour l'aider dans l'analyse de l'incidence du changement climatique sur l'environnement et l'économie, de même que dans l'analyse de l'incidence de la mise en œuvre des mesures visant à réduire les émissions de GES. **Le gouvernement provincial cherchera à conclure une entente-cadre fédérale-provinciale afin de mieux orienter ses politiques et ses ressources sur la question du changement climatique.**

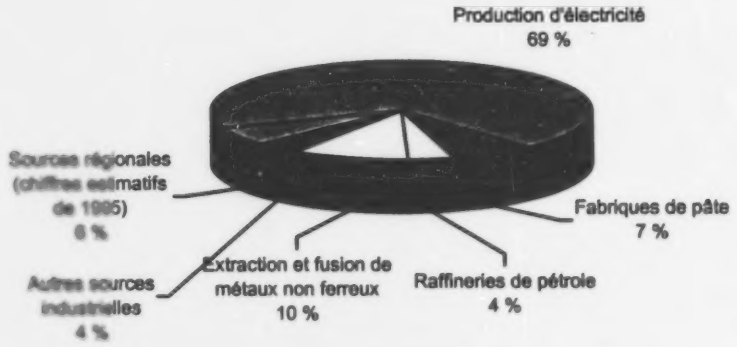
3.6.2.2. Pluies acides

L'acidification des nappes d'eau de surface, des forêts et des sols agricoles, et les dommages causés à la flore et la faune ont mené à une série de programmes visant à réduire la pollution acide. Le Programme de lutte contre les pluies acides dans l'Est du Canada de 1985 a permis une réduction des émissions d'anhydride sulfureux (« SO_2 ») de plus de 50 % par rapport aux niveaux de 1980.

Les recherches révèlent qu'il est essentiel de réaliser des réductions supplémentaires substantielles des émissions de SO_2 et d'oxydes d'azote (« NOx ») au Canada et aux États-Unis pour abaisser la pollution acide à des seuils sûrs. « Le Nouveau-Brunswick et

le Canada ont coprésidé l'élaboration de la Stratégie pancanadienne sur les émissions acidifiantes après l'an 2000 ». L'incidence négative que ces polluants ont sur la santé respiratoire et l'importance des NOx en tant que dangers contributifs ont été les principaux facteurs à la source des nouvelles restrictions imposées vis-à-vis de la pollution acide.

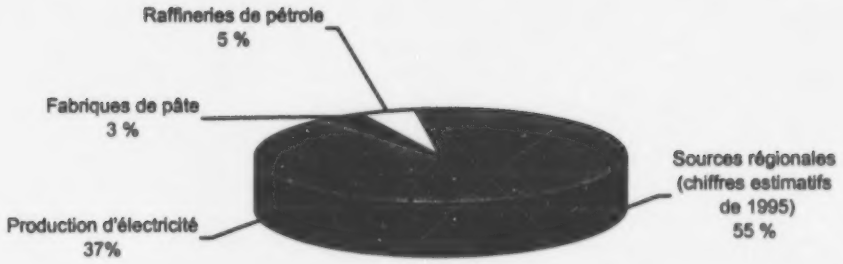
Au Nouveau-Brunswick, la production de l'électricité constitue la principale source d'émissions de SO_2 [figure 3.6.2 (b)], tandis que les autres sources (véhicules à moteur) et la production de l'électricité réunies représentent les 92 % de la totalité des émissions de NOx produites [figure 3.6.2 (c)].



Source : Gouvernement du Nouveau-Brunswick, données inédites

Figure 3.6.2 (b) : Émissions de SO_2 du Nouveau-Brunswick, 1998
Total = 133 485 tonnes

La Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada a adopté un plan d'action vis-à-vis des pluies acides en 1999 en vue de réduire la pollution acide dans la région de 50 % au-delà des mandats existants. En vertu de la Stratégie pancanadienne sur les émissions acidifiantes après l'an 2000, le Québec réduit ses émissions de SO_2 d'une proportion supplémentaires de 40 % d'ici 2002 et l'Ontario vise une réduction de 50 % d'ici 2015. Le Nouveau-Brunswick réduira davantage à la fois ses émissions de SO_2 et de NOx.



Source : Gouvernement du Nouveau-Brunswick, données inédites

Figure 3.6.2 (c) : Émissions de NOx au Nouveau-Brunswick, 1998
Total = 71 600 tonnes

3.6.2.3. Normes pancanadiennes (« NPC »)

Le Nouveau-Brunswick a signé en 1998 un Accord sur l'harmonisation environnementale avec le Conseil canadien des ministres de l'Environnement (CCME), car il voyait cet accord comme un mécanisme permettant d'établir des priorités et d'instaurer de façon uniforme à l'échelle du pays une série de nouvelles normes environnementales. On a d'abord accordé la priorité à l'ozone au niveau du sol (brumée), au mercure, aux poussières fines, aux dioxines et aux furans. Le Nouveau-Brunswick est unique du fait qu'il constitue la seule province obligée par une loi (*Loi sur l'assainissement de l'air*) de consulter le public avant l'adoption de telles normes.

La région de Saint John est l'une des trois régions du Canada qui présente occasionnellement des concentrations d'ozone au niveau du sol supérieures à l'objectif national actuel. Les données de surveillance de la pollution atmosphérique révèlent qu'une partie substantielle du problème relatif à l'ozone est due à l'invasion de la pollution transfrontalière. En 1991, le Canada et les États-Unis ont signé un accord faisant état de la nécessité d'une collaboration pour réduire la pollution atmosphérique transfrontalière. Le 13 octobre dernier, les deux pays se sont entendus sur une annexe particulière concernant l'ozone au niveau du sol en vue de réduire les substances qui contribuent à cette forme de pollution au Nouveau-Brunswick dans les régions en amont aux États-Unis, en Ontario et au Québec. La norme pancanadienne visant l'ozone reconnaît le rôle continu de la pollution transfrontalière.

Les poussières fines ont récemment fait l'objet de mesures de réglementation en vertu de la norme pancanadienne et des nouvelles normes sur la qualité de l'air ambiant aux États-Unis. Les recherches signalent un nombre substantiel de décès prématurés causés par l'inhalation de poussières fines. Le mercure est une neurotoxine associée à la combustion du charbon et à l'incinération.

Le gouvernement provincial continuera à surveiller l'effet des plans de réduction des émissions de SO_2 (pluies acides) et de NOx (ozone) en vertu de l'accord

conclu entre le Canada et les États-Unis, ainsi que les effets que les autres normes pancanadiennes auront sur l'industrie énergétique.

3.6.2.4. Centrales d'énergie électrique

Il faudra, au cours de l'échéancier rattaché à cette politique, prendre des décisions d'exploitation fondamentales par rapport à deux centrales du Nouveau-Brunswick, la centrale nucléaire de Pointe Lepreau et la centrale du lac Grand. Les décisions relatives à ces centrales et aux autres centrales auront des répercussions écologiques déterminantes pour la province.

On a extrait environ 300 000 tonnes de charbon au Nouveau-Brunswick en 2000. La moitié de ce charbon est transportée à la centrale de Belledune, où on le mélange à du charbon à faible teneur en soufre et on effectue une épuration des émissions. Le reste du charbon est brûlé à la centrale du lac Grand, qui n'est pourvue que d'un dispositif de réduction des émissions de particules. En 1998, la centrale de 60 MW du lac Grand a produit 22,5 kilotonnes d'émissions de SO_2, soit environ 23 % des émissions totales de la société d'électricité d'État. La quantité relativement très élevée d'émissions de cette centrale est liée à l'utilisation du charbon du lac Grand (qui renferme 8 % de soufre ayant une teneur élevée en cendres et en mercure) et à l'absence de désulfuration des gaz de combustion. La société d'électricité d'État a annoncé que les expéditions de charbon du lac Grand à destination de la centrale alimentée au charbon de Belledune cesseront en 2001 et que la centrale du lac Grand a presque atteint la fin de sa vie utile.

La centrale nucléaire de Pointe Lepreau constitue un élément primordial du programme de lutte contre les émissions de la société d'électricité d'État, car son exploitation produit des émissions atmosphériques négligeables puisqu'elle n'émet aucunes émissions de CO_2, de NOx et de SO_2 ni poussières fines. Même si Pointe Lepreau représente 18 % de la capacité de la société d'électricité d'État, elle a produit 30 % de l'électricité de la société en 1999, avec un facteur de charge d'environ 75 %. Un rapport préparé par Hagler-Bailly en 1998 a conclu qu'il faudrait un projet substantiel d'amélioration des immobilisations d'ici 2008 pour maintenir la centrale en activité au cours de l'avenir.

Même si des facteurs économiques détermineront certainement les décisions prises, **le gouvernement provincial tiendra compte des dimensions écologiques et économiques lorsqu'il réévaluera l'orientation future de toute centrale d'énergie électrique au Nouveau-Brunswick.**

La nécessité d'un stockage sûr et permanent du combustible nucléaire usé et des déchets radioactifs constitue une préoccupation écologique continue. Le combustible de Pointe Lepreau est stocké dans des installations locales temporaires pendant que se poursuit l'initiative fédérale visant à trouver un lieu de stockage permanent pour le combustible usé. **Le gouvernement provincial continuera à collaborer avec la société d'électricité d'État, avec le gouvernement fédéral et avec les autres gouvernements provinciaux pour trouver des options convenables aux fins du stockage des déchets nucléaires et fortement ou faiblement radioactifs.**

3.6.3. MESURES D'ATTÉNUATION

Le texte qui suit fait état d'une série de mesures visant à atténuer un certain nombre de problèmes neufs relevés ci-dessus et à faire face à d'autres problèmes écologiques découlant de la consommation ou de la production d'énergie.

3.6.3.1. Échange de droits d'émissions

Le Nouveau-Brunswick a proposé et établi, en vertu du Programme de lutte contre les pluies acides dans l'Est du Canada de 1985, un plafond de 175 kilotonnes de SO_2, qui est entré en vigueur en 1994. La société d'électricité d'État est, en vertu de ce plafond, assujettie à son propre plafond de 123 kilotonnes, et les autres sources industrielles de taille importante se répartissent le reste. Le programme existant de lutte contre les pluies acides offrent une souplesse limitée aux entités comme la société d'électricité d'État leur permettant de déplacer les émissions entre leurs installations à condition d'observer les limites de soufre du combustible et de respecter les normes provinciales ambiantes visant le SO_2. Le programme ne constitue toutefois pas un programme de « plafonnement et d'échange » accordant des allocations à des sources données et permettant l'échange entre les sources pour rendre plus économiques les coûts de conformité.[25]

Le Nouveau-Brunswick a adopté un nouvel objectif de réduction des émissions de SO_2 en vertu de la Stratégie pancanadienne sur les émissions acidifiantes après l'an 2000. Le moment est opportun pour le Nouveau-Brunswick d'analyser l'ampleur de la réduction indiquée de même que les mérites d'un programme de plafonnement et d'échange visant à rendre la réduction viable et à protéger la santé publique et l'environnement. Le programme de lutte contre les pluies acides des États-Unis repose sur un programme de plafonnement et d'échange qui s'est avéré extrêmement efficace et efficient. Une étude récente a constaté que la capacité d'échange entre les sources a réduit les coûts de conformité de 13 % en 1995 et on anticipe que les économies augmenteront à 37 % d'ici 2005.

En même temps, l'accord relatif à l'ozone et la réaction au changement climatique entraîneront la nécessité de réductions supplémentaires des émissions. Les échanges d'émissions de gaz à effet de serre pourraient s'avérer encore plus indiqué dans le cadre d'un tel programme. **Le gouvernement provincial explorera les possibilités d'établissement d'un programme de plafonnement et d'échange visant toutes les émissions atmosphériques de même que les répercussions d'un tel programme.**

3.6.3.2. Gaz naturel

L'arrivée du gaz naturel au Nouveau-Brunswick offre de nombreuses possibilités d'avantages écologiques avec le déplacement des combustibles à teneur supérieure en

---

[25] Les programmes de plafonnement et d'échange sont de plus en plus répandus en Amérique du Nord. Dans le cadre d'un programme de plafonnement et d'échange, les émissions des sources sont limitées à un niveau précis, en général un niveau correspondant à des réductions appréciables des émissions. Le niveau de plafonnement est déterminé par la quantité d'émissions allouée aux sources existantes d'émissions. Ces sources sont ensuite libres d'échanger leurs droits d'émissions de sorte que les sources pouvant implanter des techniques de réduction des émissions à un coût relativement peu élevé peuvent réaliser une surréduction des émissions et vendre leurs droits à d'autres sources ayant des coûts de réduction supérieurs.

carbone présentement utilisés. Les coûts d'immobilisation à engager pour prolonger les canalisations ou, dans le cas des usagers, pour acheter des appareils alimentés au gaz, pourraient toutefois représenter un obstacle empêchant la province de bénéficier pleinement de ce combustible.

3.6.3.2.1. Crédits pour réduction des émissions accordés pour la conversion au gaz naturel

Un moyen de faciliter de nouveaux investissements dans les installations et le matériel de distribution du gaz naturel consisterait à permettre aux entités assujetties au plafond de SO_2 de recevoir des crédits d'émissions de SO_2 pour la réalisation d'investissements qui réduiront la consommation des combustibles produisant des émissions de SO_2, comme le mazout et le charbon. Par exemple, si une entreprise industrielle payait les 100 % des coûts de conversion du mazout au gaz d'une chaudière de forte capacité, l'entreprise pourrait avoir droit à des crédits pour réduction des émissions de SO_2. **Le gouvernement provincial considérera la possibilité d'élargir les programmes de plafonnement et d'échange établis au Nouveau-Brunswick de manière à y incorporer des crédits pour toutes les réductions d'émissions résultant des conversions au gaz naturel.**

3.6.3.2.2. Véhicules au gaz naturel

Les émissions des véhicules alimentés au gaz naturel (« VGN ») sont beaucoup plus faibles que celles des véhicules alimentés à l'essence. Les véhicules au gaz naturel émettent en outre 20 % de moins de gaz à effet de serre et seulement une fraction des toxines atmosphériques imputables aux véhicules à essence. Ces réductions d'émissions sont attribuables à deux facteurs : la combustion plus propre du gaz naturel utilisé comme carburant de véhicule et le fait que les véhicules spécifiquement alimentés au gaz naturel produisent peu d'émissions de vapeurs ou absolument aucune pendant le remplissage et l'utilisation.

Les véhicules au gaz naturel pourraient aider le marché à atteindre une masse critique suffisante pour faciliter une implantation plus répandue ou accélérée du service du gaz naturel dans la province. Chaque VGN équivaut à un abonné de chauffage résidentiel, sauf que la charge est relativement constante tout au long de l'année.

Plusieurs obstacles sérieux s'opposent toutefois à l'implantation fructueuse du marché des véhicules au gaz naturel. Ces véhicules coûtent en général plus que les véhicules conventionnels, ils offrent une autonomie moindre tout en étant soumis à davantage de restrictions routières selon l'emplacement des postes de ravitaillement. On assiste en outre au phénomène de « la poule ou l'œuf », c'est-à-dire que les usagers n'achètent pas de VGN parce qu'il n'existe aucune infrastructure de ravitaillement et les fournisseurs d'infrastructure hésitent à construire des installations de ravitaillement sans l'existence d'un marché suffisant de VGN. Néanmoins, l'expérience dans d'autres régions d'Amérique du Nord a révélé que certains propriétaires de parcs automobiles importants, notamment des gouvernements, ont réalisé des investissements substantiels dans ces véhicules et dans les installations de ravitaillement.

Le gouvernement provincial évaluera toute une gamme d'options pour encourager l'utilisation de véhicules produisant peu d'émissions, comme ceux alimentés au gaz naturel. Les options en question pourraient comprendre l'achat par le

gouvernement de véhicules et d'installations de ravitaillement, en particulier aux fins des parcs automobiles ainsi que des incitatifs visant à stimuler l'achat de VGN, l'aménagement de postes de ravitaillement ou l'établissement de parcs automobiles de VGN.

3.6.3.3. Biocombustibles

Le bois constitue une ressource renouvelable, car il peut se reconstituer naturellement pour suivre le rythme de consommation. La combustion du bois ne produit pas d'émissions nettes de carbone parce que les émissions de CO_2 émanant de la combustion sont compensées par la croissance de nouveaux arbres, si on assure une gestion durable des ressources.

On utilise le bois comme combustible depuis longtemps au Nouveau-Brunswick et une somme appréciable d'activité économique est associée à la production et à la distribution du bois. Les ressources en bois du Nouveau-Brunswick sont cependant limitées et elles semblent être utilisées à pleine capacité dans certaines régions de la province. C'est pourquoi le Nouveau-Brunswick appuie l'utilisation du bois aux fins d'applications de grande valeur.

La combustion du bois peut altérer la qualité de l'air intérieur et extérieur, par exemple par le biais de la fumée, de la suie et du monoxyde de carbone qui peuvent s'avérer désagréables et même délétères. On peut réduire ces problèmes en choisissant des appareils à combustion du bois peu polluants convenables et en les entretenant correctement. Les appareils de combustion propre agréés, homologués en vertu du règlement provincial (norme de rendement CSA B415) ou par l'Environmental Protection Agency des États-Unis (« EPA ») réduisent les émissions de fumée dans une mesure pouvant atteindre 90 % comparativement aux installations de combustion du bois conventionnelles. **Le gouvernement provincial exigera que tous les nouveaux appareils de combustion du bois installés au Nouveau-Brunswick soient conformes à la norme de la CSA.**

Des progrès marqués ont été réalisés au cours de la dernière décennie dans les poêles, les appareils de chauffage et les foyers peu polluants et à rendement élevé. Le coût de la modernisation des applications existantes pourrait toutefois constituer un obstacle pour certains propriétaires et d'autres utilisateurs. **Le gouvernement provincial évaluera plusieurs options en vue de surmonter les obstacles et d'encourager l'adoption de techniques à base de biocombustibles.** Ces options pourraient comporter :

- l'établissement de niveau minimaux de rendement dans le cas des poêles à bois;
- la diffusion de renseignements au public au sujet des avantages des appareils à combustion propres et de la façon de choisir les appareils qui conviennent à une utilisation finale donnée; et
- le renouvellement d'un programme d'échange des poêles à bois en vue d'encourager l'utilisation de poêles à bois d'efficacité supérieure.

3.6.3.4. Préparation à la concurrence au sein des marchés d'exportation de l'électricité

Avec l'implantation de la concurrence dans le domaine de l'électricité, les normes environnementales adoptées ou en voie d'être adoptées par rapport aux centrales alimentées aux combustibles fossiles au Canada et aux États-Unis présenteront à la fois des risques et des avantages pour le Nouveau-Brunswick. Ces mesures s'avéreront nettement avantageuses dans la mesure où elles réduiront les émissions affectant l'environnement du Nouveau-Brunswick. À l'opposé, elles pourraient avoir des effets économiques négatifs si les ententes de réciprocité exigent que les producteurs d'énergie du Nouveau-Brunswick se conforment à des normes environnementales pour éviter que soit limitée leur capacité d'exporter de l'électricité. Ces normes pourraient s'avérer onéreuses pour certaines centrales. L'installation de dispositifs antipollution modernes dans ses centrales à combustible fossile a toutefois placé le Nouveau-Brunswick dans une position raisonnablement avantageuse. On a conclu une entente pour réduire les émissions de SO_2 de Coleson Cove au cours des cinq prochaines années. Il faudra prendre une décision au sujet de l'avenir de la centrale du lac Grand dans un proche avenir.

Le Nouveau-Brunswick participera à l'élaboration de normes environnementales et il veillera à ce que les décisions prises correspondent à de véritables besoins écologiques. **Le gouvernement provincial surveillera l'évolution du dossier et il travaillera de près avec les fonctionnaires des provinces et des États pour influencer les résultats des pourparlers et s'assurer que les normes ou les programmes adoptés correspondent aux besoins écologiques du Nouveau-Brunswick et à l'engagement de maintenir un accès concurrentiel aux marchés d'exportation.**

4.0 RÉALISATION DES BUTS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

Le Livre blanc décrit les grandes lignes d'une politique énergétique provinciale qui guidera le Nouveau-Brunswick au cours des années 2000 à 2010. Des objectifs ont été établis à partir des cinq buts suivants de la politique énergétique :

1. favoriser un approvisionnement sûr, fiable et économique en énergie aux usagers résidentiels, commerciaux et industriels;

2. encourager l'efficacité économique dans les systèmes et les services énergétiques;

3. favoriser les possibilités de développement économique;

4. protéger et améliorer l'environnement; et

5. maintenir en place un régime de réglementation efficace et transparent.

La présente section renferme une compilation des mesures que prendra le gouvernement pour réaliser les buts de la politique énergétique. Ces objectifs sont énoncés en caractères gras partout à l'intérieur du document. La section du Livre blanc dans laquelle est traité l'objectif est indiquée entre parenthèses.

4.1 ÉLECTRICITÉ

Le gouvernement provincial accepte la recommandation du Comité spécial et adoptera une approche délibérée et surveillée en instaurant d'abord la concurrence à l'échelon de gros et en permettant la production autonome d'électricité et la concurrence au niveau de détail à l'intention des gros usagers industriels, tout en attendant que la situation devienne plus favorable avant de permettre une concurrence complète au niveau de détail (3.1.2).

Le gouvernement provincial établira par ailleurs un comité de conception du marché qui se penchera sur le développement du marché de l'électricité, notamment sa conception, sa structure et ses règles, et qui lui soumettra des recommandations d'ici avril 2002 (3.1.2).

Le gouvernement provincial tentera d'instaurer la concurrence au niveau de gros d'ici avril 2003 (3.1.3.1).

Le gouvernement provincial obligera les participants au marché de gros qui réduisent leur charge ferme du réseau de la société d'électricité d'État à des niveaux inférieurs à leur charge de l'année civile 1999 à verser une redevance d'annulation de service ou d'autres droits équivalents, entérinés par la Commission (3.1.3.1).

Le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché de soumettre des recommandations quant à la surveillance du marché et les problèmes reliés à l'établissement d'un marché de l'électricité relativement concurrentiel (3.1.3.2).

Le gouvernement provincial chargera la société d'électricité d'État de rechercher des options pour éliminer les restrictions matérielles empêchant sa participation dans les marchés voisins avec l'augmentation de sa capacité de transport (3.1.3.2.1).

Le gouvernement provincial enjoindra par conséquent la société d'électricité d'État de poursuivre ses pourparlers avec les provinces et États voisins au sujet de la formation d'une organisation régionale de transport ou d'autres mécanismes visant à améliorer le niveau général d'accès parmi ces réseaux (3.1.3.2.1).

Le gouvernement provincial continuera à surveiller attentivement les problèmes de conformité du marché émergent, en particulier en ce qui concerne les exigences de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») (3.1.3.3).

Le gouvernement provincial examinera la question de l'établissement de règles du jeu équitables pour la société d'électricité d'État et les autres participants du marché au cours des deux prochaines années, et il s'assurera que ces règles ne gêneront pas l'apparition d'un marché de gros concurrentiel (3.1.3.4).

Le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché d'examiner la fiabilité de l'approvisionnement du Nouveau-Brunswick dans ses recommandations au sujet de la structure du marché (3.1.3.5).

Le gouvernement provincial tentera d'instaurer une concurrence à l'échelon de gros en permettant aux entreprises de distribution d'électricité d'obtenir de l'électricité au sein du marché de concurrence d'ici le 1er avril 2003 (3.1.3.6).

Le gouvernement provincial obligera les entreprises de distribution d'électricité à soumettre leurs tarifs et tous leurs contrats de longue durée à la Commission (3.1.3.6).

Le gouvernement provincial ne permettra pas l'établissement d'aucune nouvelle entreprise de distribution d'électricité au Nouveau-Brunswick pour le moment et il limitera les entreprises de distribution d'électricité existantes à leur territoire d'activité actuel (3.1.3.6).

Le gouvernement provincial déposera des modifications à la *Loi sur l'énergie électrique* prévoyant l'élimination des restrictions présentement imposées sur la construction des centrales (3.1.4).

Le gouvernement provincial habilitera la Commission à approuver les besoins d'interconnexion avec le réseau de transport des centrales commerciales et leur utilisation du réseau de transport en vertu d'un tarif à libre accès réglementé (3.1.4.1).

Le gouvernement provincial imposera à cette fin des redevances d'annulation de service, ou d'autres droits équivalents, « entérinées » par la Commission, aux producteurs autonomes qui réduiront leur charge ferme du réseau de la société d'électricité d'État à des niveaux inférieurs à leur charge de l'année civile 1999 (3.1.4.2).

Le gouvernement provincial habilitera la Commission à approuver les frais pour services accessoires, les frais de transport et, jusqu'à l'établissement d'une concurrence relative, le service auxiliaire en vertu d'un contrat type (3.1.4.2).

Le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché d'examiner des façons d'éviter une perturbation des tarifs des producteurs autonomes existants (3.1.4.2).

Le gouvernement provincial obligera les entreprises de distribution d'électricité à sensibiliser davantage les abonnés aux prix et conditions réels du marché (3.1.5).

Le gouvernement provincial permettra par conséquent aux gros usagers industriels, c.-à-d. tous les usagers industriels ayant des besoins contractuels minimaux de 750 kW connectés au réseau de transport d'énergie, de choisir un fournisseur de détail concurrentiel, dans le but d'implanter la concurrence pour les gros usagers industriels en avril 2003 (3.1.5.2.1).

Le gouvernement provincial imposera des redevances d'annulation de service, ou d'autres droits équivalents, ratifiés par la Commission, aux gros usagers industriels réduisant leur charge ferme du réseau de la société d'électricité d'État à des niveaux inférieurs à leur charge de l'année civile 1999 (3.1.5.2.1).

Le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché à formuler des recommandations visant à atténuer son emprise sur le marché de l'électricité de gros et celui des gros usagers de détail, de sorte qu'on puisse respecter la date de mise en œuvre visée (3.1.5.2.1).

Le gouvernement provincial ne passera pas directement à la pleine concurrence au niveau de détail, mais qu'il examinera les mérites de l'implantation de la concurrence au détail pour les petits usagers tous les deux ans ou à la suite de points ou d'événements déclencheurs définis à l'avance (3.1.5.2.2).

Le gouvernement provincial conférera à tous les usagers qui n'opteront pas pour un fournisseur concurrentiel le droit d'être desservis en vertu d'un contrat type assujetti à des prix et des conditions réglementés correspondant au service qu'ils obtiennent maintenant (3.1.5.3).

Le gouvernement provincial évaluera les solutions de rechange qui s'offrent pour réduire les coûts de l'instauration de la pleine concurrence à l'échelon de détail au Nouveau-Brunswick (3.1.5.4.1).

Le gouvernement provincial ordonnera à la société d'électricité d'État d'éliminer au fil du temps l'interfinancement entre les diverses catégories d'usagers pour graduellement adopter des tarifs correspondant dans une proportion de 95 à 105 % au coût réel de la fourniture du service (3.1.5.4.2).

Le gouvernement provincial conférera à la Commission le pouvoir de surveiller la compétitivité du marché de gros et de s'assurer que la société d'électricité d'État est incapable d'exercer une emprise sur le marché (3.1.6.1).

Le gouvernement provincial chargera la Commission de réglementer les tarifs du transport à libre accès (3.1.6.1).

Le gouvernement provincial chargera la Commission d'adopter une réglementation douce axée sur le rendement (3.1.6.1).

Le gouvernement provincial mandatera la Commission d'exercer une surveillance administrative des abus signalés vis-à-vis du code déontologique de la société d'État d'électricité de même que de l'administration de son réseau d'information en temps réel, ainsi que des violations de son tarif à libre accès (3.1.6.1).

Le gouvernement provincial conférera à la Commission la responsabilité de ratifier les frais des services accessoires et de trancher les questions relatives aux coûts non amortis (3.1.6.1).

Le gouvernement provincial accordera à la Commission le pouvoir d'effectuer un examen des tarifs des entreprises de distribution d'électricité sur réception d'une plainte d'un abonné, ou de son propre chef (3.1.6.1).

Le gouvernement provincial exigera par ailleurs que les tarifs de distribution soient automatiquement soumis à l'examen de la Commission lorsque les hausses des tarifs d'une catégorie d'abonnés dépassent un taux fixé dans la réglementation (3.1.6.1).

Le gouvernement provincial adoptera une règle prévoyant un financement par l'usager en vue du recouvrement des coûts non amortis associés à l'implantation de la concurrence aux paliers de gros et de détail et à la production autonome d'énergie, chaque fois que c'est possible et d'une manière à ne pas entraver inutilement l'essor d'un marché dynamique de gros et de détail (3.1.6.1).

Le gouvernement provincial enjoindra le comité de conception du marché d'examiner la nécessité d'exiger la réciprocité dans son exercice de conception du marché du Nouveau-Brunswick et de formuler des recommandations à cet égard (3.1.6.2).

4.2 GAZ NATUREL

Le gouvernement provincial encouragera une implantation économique rapide de l'infrastructure gazière afin de rendre le gaz naturel accessible au coût le plus économique justifié et de la manière la plus avantageuse possible pour les citoyens du Nouveau-Brunswick (3.2.1).

Le gouvernement provincial continuera à participer activement aux futures audiences réglementaires sur l'énergie de l'Office (3.2.2.1).

Le gouvernement provincial encouragera dans ce but entre les usagers éventuels de gaz naturel, les participants de l'industrie et les autres organismes la tenue de pourparlers qui pourraient aboutir à une charge suffisante pour justifier l'aménagement d'un embranchement (3.2.2.1).

Le gouvernement provincial examinera les possibilités de former des partenariats avec le secteur privé et le gouvernement fédéral en vue d'obtenir des fonds fédéraux qui serviraient de levier financier aux fins du développement de l'infrastructure gazière et des expansions du réseau (3.2.2.1).

Le gouvernement provincial utilisera tous les droits de concession pour payer les dépenses de la Commission, et en particulier les frais liés à la sécurité des gazoducs (3.2.2.1).

Le gouvernement provincial fournira des évaluations constantes des progrès d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick et du respect de sa proposition (3.2.2.1).

Le gouvernement provincial réévaluera à cette fin la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz* afin de relever les aspects qu'il pourrait modifier pour améliorer l'efficacité du marché concurrentiel de détail du gaz naturel (3.2.2.2).

Le gouvernement provincial continuera à explorer les possibilités d'implantation d'installations de stockage de gaz naturel par l'industrie gazière (3.2.2.3).

Le gouvernement provincial continuera à offrir et à soutenir activement des programmes de formation dans les collèges communautaires pour s'assurer que l'infrastructure nécessaire au soutien de l'installation et de l'entretien des systèmes alimentés aux combustibles gazeux et liquides est en place (3.2.2.4).

Le gouvernement provincial oeuvrera de concert avec ses collèges et ses universités pour trouver des possibilités d'encourager la recherche et le développement qui favoriseront la pénétration du gaz naturel au Nouveau-Brunswick (3.2.2.4).

Le gouvernement provincial étoffera davantage la base de données géoscientifiques sur les hydrocarbures du Nouveau-Brunswick (3.2.3).

Le gouvernement provincial mettra à la disposition des intéressés des renseignements mettant en valeur les aspects attrayants du Nouveau-Brunswick en tant que lieu propice à l'exploration gazière (3.2.3).

Le gouvernement provincial préconisera une réglementation réduisant les obstacles à l'exploration et au développement, et favorisant l'exploitation des ressources locales (3.2.3).

Le gouvernement provincial se dotera d'un régime de redevances concurrentiel en cas de découvertes économiques d'hydrocarbures indigènes (3.2.3).

Le gouvernement provincial deviendra une source fiable de renseignements objectifs qui permettront aux Néo-Brunswickois d'effectuer le choix d'un combustible convenable et de prendre leurs décisions par rapport à la conversion d'énergie (3.2.4).

4.3 DÉRIVÉS RAFFINÉS DU PÉTROLE

Le gouvernement provincial interviendra seulement dans la réglementation des prix au sein des marchés des dérivés raffinés du pétrole en cas d'inefficacité évidente du marché (3.3.2.1).

Le gouvernement provincial se trouve confronté à une situation d'emprise abusive évidente sur le marché, il portera cette situation à l'attention du Bureau de la concurrence et encouragera celui-ci à prendre des mesures (3.3.2.1).

Le gouvernement provincial encouragera par conséquent les vendeurs de mazout domestique à réduire les achats minimaux exigés et à offrir une facturation budgétisée (3.3.2.2).

Le gouvernement provincial examinera l'efficacité des programmes d'aide au chauffage existants pour apporter les améliorations justifiées (3.3.2.2).

Le gouvernement provincial surveillera les positions de l'offre, de la demande et des stocks d'essence, de diesel et de mazout domestique pour pouvoir aviser les consommateurs des conditions du marché et pour surveiller la concurrence courante au sein de ces marchés (3.3.2.2).

Le gouvernement provincial encouragera la concurrence en favorisant une transparence des prix par la diffusion publique des prix de gros et de détail (3.3.3).

Le gouvernement provincial publiera des avis concernant les prix à l'intention du public selon les besoins (3.3.3).

Le gouvernement provincial usera donc de son autorité pour surveiller les marchés en recueillant, en tenant et en analysant des données pertinentes sur les marchés des dérivés raffinés du pétrole (3.3.4).

4.4 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le gouvernement provincial élaborera et mettra en œuvre une stratégie d'efficacité énergétique d'envergure (3.4.4).

Le gouvernement provincial élaborera un programme d'information et d'éducation sur l'efficacité énergétique en collaboration avec d'autres organisations partenaires (3.4.4.1.1).

Le gouvernement provincial demandera aux ministères provinciaux d'inclure l'efficacité énergétique dans toutes leurs décisions et politiques pertinentes (3.4.4.1.2).

Le gouvernement provincial tiendra compte de l'efficacité énergétique lorsqu'il considérera des choix d'approvisionnement (3.4.4.1.2).

Le gouvernement provincial élargira le système comptable de la consommation d'énergie provincial pour qu'il englobe le mazout et le gaz naturel (3.4.4.1.2).

Le gouvernement provincial continuera à travailler de concert avec d'autres organismes pour étendre l'envergure de l'Initiative visant les bâtiments provinciaux afin qu'elle englobe les bâtiments comme les hôpitaux, les foyers de soins et les immeubles qui sont la propriété des sociétés d'État et des municipalités ou que celles-ci gèrent (3.4.4.1.2).

Le gouvernement provincial surveillera les activités gouvernementales et préparera un rapport annuel sur le rendement enregistré en matière d'efficacité énergétique (3.4.4.1.2).

Le gouvernement provincial cherchera activement à établir des partenariats avec le gouvernement fédéral aux fins de programmes d'efficacité énergétique (3.4.4.1.3).

Le gouvernement provincial allongera ainsi la liste des articles dont les niveaux d'efficacité énergétique sont réglementés de manière à harmoniser sa réglementation avec celles des autres provinces et États; il soutiendra l'établissement de normes d'efficacité énergétique visant d'autres articles et il encouragera l'installation d'appareils à rendement élevé (3.4.4.1.4).

Le gouvernement provincial cherchera toute une variété de mécanismes de financement de l'efficacité énergétique à grande échelle (3.4.4.2.1).

Le gouvernement provincial contribuera au financement de lancement de l'efficacité énergétique afin d'aller chercher des ressources d'autres sources (3.4.4.2.1).

Le gouvernement provincial explorera les options à inclure dans un programme global d'amélioration du rendement énergétique résidentiel (3.4.4.2.2).

Le gouvernement provincial examinera les possibilités de programmes d'efficacité énergétique résidentiels convenant spécifiquement aux occupants de logements sociaux et aux ménages à faible revenu (3.4.4.2.2).

Le gouvernement provincial considérera les options à inclure au sein d'un programme global d'amélioration du rendement énergétique des immeubles commerciaux (3.4.4.2.3).

Le gouvernement provincial examinera les avantages de l'adoption des codes nationaux de l'énergie pour les bâtiments (3.4.4.2.3).

Le gouvernement provincial étudiera les mesures d'efficacité énergétique du secteur industriel axées sur la fixation des prix de l'énergie et des services énergétiques, les normes de rendement spécifiques de l'industrie, la recherche et le développement, ainsi que la démonstration de nouvelles techniques concurrentielles (3.4.4.2.4).

Le gouvernement provincial examinera diverses options pour encourager l'efficacité énergétique dans le secteur des transports dans le cadre d'une nouvelle politique des transports présentement en voie d'élaboration (3.4.4.2.5).

Le gouvernement provincial demandera à la société d'électricité d'État d'établir et de soumettre à la Commission des tarifs horaires de consommation d'électricité d'ici l'automne 2002 (3.4.4.3.1).

Le gouvernement provincial demandera à la société d'électricité d'État d'examiner la possibilité d'éliminer la tarification par tranches décroissantes et d'étudier quelle incidence cette mesure aurait sur les abonnés existants (3.4.4.3.1).

Le gouvernement provincial encouragera la coproduction en la considérant comme l'option de production d'électricité la plus éconergétique (3.4.4.3.2).

Le gouvernement provincial travaillera de concert avec les sociétés publiques de distribution pour élaborer une stratégie de transfert de combustible dans le cadre de sa stratégie d'efficacité énergétique (3.4.4.3.3).

Le gouvernement provincial examinera le rôle d'un programme concerté de gestion axée sur la demande pour s'orienter vers la pleine concurrence à l'échelon de détail (3.4.4.3.4).

4.5 ÉNERGIE DE REMPLACEMENT

Le gouvernement provincial continuera à encourager la recherche et le développement dans le domaine des énergies renouvelables/de remplacement ainsi que les possibilités de mise en valeur économique connexes (3.5.4.1).

Le gouvernement provincial examinera les possibilités de réalisation de projets de démonstration faisant ressortir les avantages des ressources renouvelables et des sources d'énergie de remplacement, et il s'efforcera d'intéresser le marché à la fabrication, à la vente et à l'entretien des techniques d'utilisation des énergies renouvelables et de remplacement (3.5.4.2).

Le gouvernement provincial travaillera de près avec le gouvernement fédéral pour surveiller de près les progrès réalisés dans les techniques de production d'alcool et il examinera le potentiel s'offrant en vue de la production et de l'utilisation de l'alcool comme carburant de transport ou additif à carburant au Nouveau-Brunswick (3.5.4.3).

Le gouvernement provincial chargera le comité de conception du marché d'examiner le rôle et le traitement de la production locale d'électricité à petite échelle et de formuler des recommandations à cet égard (3.5.4.4).

Le gouvernement provincial obligera la société d'électricité d'État et les autres entreprises de distribution d'électricité de la province à établir une option de tarification écologique et à offrir celle-ci aux abonnés intéressés (3.5.4.5).

Le gouvernement provincial demandera à la société d'électricité d'État et aux autres entreprises de distribution d'électricité d'utiliser les fonds tirés de l'option de la tarification écologique pour encourager la mise en valeur des ressources renouvelables au Nouveau-Brunswick (3.5.4.5).

Le gouvernement provincial surveillera l'évolution des programmes de normes d'inclusion de ressources renouvelables dans les autres provinces et États et il en évaluera les avantages pour le Nouveau-Brunswick (3.5.4.6).

4.6 ENJEUX ÉCOLOGIQUES

Le gouvernement provincial assurera une intégration stratégique des objectifs énergétiques et écologiques du Nouveau-Brunswick (3.6.2).

Le gouvernement provincial continuera à travailler activement avec le gouvernement fédéral, avec la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada, ainsi qu'avec d'autres organisations pour s'attaquer aux problèmes des émissions atmosphériques transfrontalières et planétaires (3.6.2).

Le gouvernement provincial préparera un plan d'action provincial vis-à-vis du changement climatique (3.6.2.1).

Le gouvernement provincial cherchera à conclure une entente-cadre fédérale-provinciale afin de mieux orienter ses politiques et ses ressources sur la question du changement climatique (3.6.2.1).

Le gouvernement provincial continuera à surveiller l'effet des plans de réduction des émissions de SO_2 (pluies acides) et de NOx (ozone) en vertu de l'accord conclu entre le Canada et les États-Unis, ainsi que les effets que les autres normes pancanadiennes auront sur l'industrie énergétique (3.6.2.3).

Le gouvernement provincial tiendra compte des dimensions écologiques et économiques lorsqu'il réévaluera l'orientation future de toute centrale d'énergie électrique au Nouveau-Brunswick (3.6.2.4).

Le gouvernement provincial continuera à collaborer avec la société d'électricité d'État, avec le gouvernement fédéral et avec les autres gouvernements provinciaux pour trouver des options convenables aux fins du stockage des déchets nucléaires et fortement ou faiblement radioactifs (3.6.2.4).

Le gouvernement provincial explorera les possibilités d'établissement d'un programme de plafonnement et d'échange visant toutes les émissions atmosphériques de même que les répercussions d'un tel programme (3.6.3.1).

Le gouvernement provincial considérera la possibilité d'élargir les programmes de plafonnement et d'échange établis au Nouveau-Brunswick de manière à y incorporer des crédits pour toutes les réductions d'émissions résultant des conversions au gaz naturel (3.6.3.2.1).

Le gouvernement provincial évaluera toute une gamme d'options pour encourager l'utilisation de véhicules produisant peu d'émissions, comme ceux alimentés au gaz naturel (3.6.3.2.2).

Le gouvernement provincial exigera que tous les nouveaux appareils de combustion du bois installés au Nouveau-Brunswick soient conformes à la norme de la CSA (3.6.3.3).

Le gouvernement provincial évaluera plusieurs options en vue de surmonter les obstacles et d'encourager l'adoption de techniques à base de biocombustibles (3.6.3.3).

Le gouvernement provincial surveillera l'évolution du dossier et il travaillera de près avec les fonctionnaires des provinces et des États pour influencer les résultats des pourparlers et s'assurer que les normes ou les programmes adoptés correspondent aux besoins écologiques du Nouveau-Brunswick et à l'engagement de maintenir un accès concurrentiel aux marchés d'exportation (3.6.3.4).

5.0 RÉFÉRENCES

Rapport définitif du comité spécial sur les prix de l'essence.
www.gnb.ca/legis/busi/gas-2/fgas-2.htm

L'Électricité au Nouveau-Brunswick au-delà de l'an 2000.
www.gnb.ca/0078/electric/fele2000.htm

L'Électricité au Nouveau-Brunswick et les perspectives d'avenir.
www.gnb.ca/legis/reports/energ-98/f-index.htm

Premier rapport du comité spécial sur l'énergie. Le gaz naturel au Nouveau-Brunswick.
www.gnb.ca/legis/comite/gaz/index.htm

Rapport final du comité spécial sur l'énergie – de l'industrie de l'électricité au Nouveau-Brunswick.
www.gnb.ca/legis/reports/energ-99/indice.htm

Plan d'entreprise 1997-2002.
www.gnb.ca/legis/busi/nbp97-02/index_f.htm

GLOSSAIRE

Accès non discriminatoire

Règles assurant à tous les participants du marché un accès au marché, au réseau de transport, au réseau de distribution et aux services accessoires en vertu des mêmes conditions et modalités, sans offrir de traitement préférentiel aux entités qui pourraient être propriétaires d'un réseau de transport ou de biens d'un réseau de distribution, ou qui sont affiliés avec le propriétaire d'un tel réseau ou de tel biens.

Biomasse

Ressources énergétiques tirées de matières organiques. Elles englobent le bois, les déchets agricoles et les autres matières à cellules vivantes qu'on peut brûler pour produire de l'énergie thermique. Elles comprennent en plus les algues, les eaux usées et les autres substances organiques pouvant servir à la production d'énergie au moyen de procédés chimiques.

Brume sèche régionale

Les particules fines présentes dans l'atmosphère peuvent non seulement affecter la santé humaine, mais elles peuvent également affecter la qualité de vie en réduisant la visibilité parce qu'elles s'éparpillent et absorbent réellement la lumière. On appelle « brume sèche régionale » une visibilité réduite dans toutes les directions.

Capacité

Maximum d'énergie qu'un groupe générateur, une centrale ou un appareil électrique peut fournir, généralement exprimé en mégawatts.

Capacité de pointe

Capacité de production généralement utilisée pour répondre à la demande de pointe, c.-à-d. la demande la plus élevée d'électricité pendant la journée. La capacité de pointe est généralement fournie par des générateurs hydroélectriques ou des turbogénérateurs de combustion alimentés au gaz.

Centrale à cycle mixte

Centrale électrique qui utilise la chaleur résiduaire de ses turbines à gaz pour produire de la vapeur destinée à des turbines à vapeur conventionnelles.

Centrale/installation de production d'électricité marchande

Installation de production d'électricité construite sans engagement de vente.

Charge

Quantité d'électricité livrée ou nécessaire à un ou plusieurs points donnés d'un réseau. Ces besoins en électricité correspondent aux besoins des appareils de l'usager alimentés à l'électricité.

Charge majeure

Important client éventuel de gaz naturel disposé à signer un contrat à long terme avec une société propriétaire d'un gazoduc pour bénéficier d'un service de transport de gaz. La société propriétaire du gazoduc a besoin d'abonnés consommant des volumes substantiels pour justifier la construction du projet d'un point de vue économique. Ces abonnés sont généralement de grandes installations industrielles ou des centrales d'énergie électrique.

Commercialisation de l'énergie verte

Procédé commercial consistant à commercialiser et à vendre la production de certaines sources de production reconnues comme sources « d'énergie verte » parce qu'elles répondent à certaines normes en faisant des sources à privilégier sur le plan écologique.

Commission

Commission des entreprises de service public, constituée en vertu de la *Loi sur les entreprises de service public.*

Compteur à intervalles

Compteur d'électricité pouvant suivre et enregistrer la consommation d'électricité d'un abonné au fil des heures de sorte que l'on peut apparier la consommation au cours de chaque unité de temps avec le coût de l'électricité pendant la période de temps visée.

Compteur au kWh

Compteur pouvant mesurer la consommation totale ou le débit total de kilowattheures de façon continue, mais incapable de suivre et d'enregistrer cette consommation pendant des laps de temps plus brefs, comme toutes les heures ou toutes les demi-heures.

Compteurs

Matériel qui mesure et enregistre la quantité et le rythme de consommation d'énergie pendant une période de temps donnée.

Congestion

Situation où les transactions que les participants du marché souhaitent réaliser excèdent la capacité d'acheminement du réseau de transport d'énergie électrique. La congestion oblige généralement l'exploitant du réseau à rajuster la production des producteurs, en diminuant la production dans un secteur pour y éliminer les contraintes et en l'augmentant dans un autre pour continuer à répondre à la demande des usagers.

Coproducteur

Installation de production d'énergie qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (comme de la chaleur ou de la vapeur) utilisée à des fins industrielles ou commerciales ou à des fins de chauffage ou de refroidissement.

Coût marginal projeté de l'énergie

Somme à payer projetée pour la tranche suivante de produit ou de service. Le coût marginal de l'électricité correspond au prix à payer pour les kilowattheures consommés au-delà de ceux fournis par la capacité de production accessible.

Désulfuration des gaz de combustion

Technique de réduction des émissions employant un procédé d'injection de chaux humide ou à sec pour extraire l'anhydride sulfureux des gaz de combustion.

Détaillant

Entité qui achète de l'électricité en vue de la vendre à un usager ou qui agit comme agent ou courtier auprès d'un autre détaillant en ce qui concerne la vente de l'électricité.

Distributeur

Entreprise engagée dans la distribution de gaz naturel à des usagers finals. Les distributeurs gèrent la circulation du gaz entre le point de livraison municipale et le compteur de l'usager final. Les distributeurs sont fréquemment appelés *entreprises locales de distribution* (ELD).

Effet de serre

Augmentation de la température moyenne en surface à l'échelle du globe causée par les gaz présents dans l'atmosphère (notamment le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux, l'ozone et le chlorofluorocarbure). L'effet de serre permet une pénétration du rayonnement solaire, mais il absorbe les rayons infrarouges renvoyés dans l'espace.

ELD

Entreprise locale de distribution. Entité qui est propriétaire d'un réseau de distribution pour la distribution locale d'énergie aux usagers.

Emprise sur le marché

Aptitude d'une entité du marché à exercer de façon profitable une influence ou un contrôle déterminant sur les prix ou les modalités et conditions de la vente par d'autres moyens qu'un rendement concurrentiel supérieur.

Entreprise d'électricité en place

Entreprise d'électricité existante qui dessert les usagers et qui pourrait dans certains cas bénéficier de ses relations avec la clientèle existante.

Exploitant de réseau

Entité ayant la responsabilité de surveiller et de gérer un réseau électrique en temps réel. (Le terme peut également désigner la personne d'un centre de surveillance d'un réseau d'électricité qui surveille et gère le réseau d'électricité en temps réel).

Exploitant de réseau autonome (ERA)

Exploitant de réseau et de marché indépendant des autres intérêts du marché, c.-à-d. qui n'a aucune participation dans les installations de transport et qui ne possède aucun droit acquis à l'égard de situations de marché particulières.

Fiabilité

Degré de rendement des éléments d'un réseau collectif d'électricité qui assure la distribution de la quantité souhaitée d'électricité aux abonnés en vertu de normes reconnues. On peut mesurer la fiabilité en fonction de la fréquence, de la durée et de l'ampleur des effets négatifs associés à l'alimentation en électricité.

GES

Gaz à effet de serre.

Gestion axée sur la demande (GAD)

Planification, mise en œuvre et surveillance des activités des entreprises d'électricité en vue d'encourager les usagers à modifier leurs modes de consommation de l'électricité, notamment les périodes de pointe et le niveau de la demande d'électricité. Le terme désigne seulement les mesures de modification des sources d'énergie et du profil de la charge adoptées en réponse à des programmes administrés par les entreprises d'électricité. Il ne désigne pas les modifications des sources d'énergie et du profil de la charge découlant du fonctionnement normal du marché ou de normes d'efficacité énergétique imposées par un gouvernement.

Investissements/coûts non amortis

Coûts ne pouvant être recouvrés au moyen des prix du marché. Du point de vue de la concurrence dans le domaine de l'électricité, les investissements non amortis représentent les éléments d'actif appartenant à une entreprise d'électricité qui deviendraient peu rentables au sein d'un marché de concurrence.

Investissements en installations nouvelles

Investissements dans de nouvelles installations de production ou de transport situées dans de nouveaux emplacements, plutôt que dans des emplacements déjà dotés d'installations.

Kilowattheure (kWh)

Unité standard de mesure de l'électricité. Les tarifs des usagers résidentiels sont généralement exprimés en cents au kilowattheure.

Marché au comptant

Marché au sein duquel les produits sont vendus en vue de leur livraison immédiate ou quasi immédiate. De nombreux types de marchés supposent que l'exploitant du marché gère et administre les transactions aux fins d'un marché au comptant de l'électricité au sein duquel les fournisseurs peuvent soumettre des offres de vente et les acheteurs, des offres d'achat d'énergie, dans le cadre d'enchères coordonnées où les transactions sont basés sur des prix d'équilibre. Les participants du marché sont libres de recourir au marché au comptant pour vendre/acheter de l'énergie à des prix d'équilibre selon les besoins.

Marché de détail ou accès au détail

Marché au sein duquel les fournisseurs en concurrence vendent de l'électricité et d'autres services d'énergie directement aux usagers. On appelle également un tel marché l'*accès direct*.

Marché de gros

Ce terme désigne un marché au sein duquel l'électricité et les autres services d'énergie sont vendus à des grossistes/détaillants/distributeurs (qui les revendent ensuite au détail ou à des usagers finals). Un grossiste/détaillant/distributeur d'énergie y jouit de la possibilité d'acheter son énergie de divers producteurs ou fournisseurs, et les producteurs ou fournisseurs peuvent se livrer concurrence pour vendre leur énergie à divers grossistes/détaillants/distributeurs.

Marché disputable

Du point de vue de l'analyse de l'emprise sur le marché, marché ouvert aux concurrents de l'extérieur qui peuvent limiter l'emprise sur le marché d'un protagoniste prédominant, peu importe que ces concurrents de l'extérieur soient actuellement présents ou en concurrence au sein de ce marché.

Matières particulaires (MP)

Particules de combustible imbrûlées qui forment de la fumée ou des cendres et qui adhèrent aux tissus pulmonaires lorsqu'elles sont inhalées. Elles constituent l'un des principaux éléments des gaz d'échappement des moteurs diesel de grosse cylindrée.

Mégawatt (MW)

Unité d'énergie électrique servant à mesurer la capacité de puissance de production d'une centrale ou la demande maximale d'un usager d'électricité.

Mégawattheure (MWh)

Unité de mesure de l'énergie produite par une centrale sur une période de temps donnée : la production d'un mégawatt d'électricité pendant 24 heures équivaut à 24 mégawattheures d'électricité (tout comme la production de 24 mégawatts en une heure).

Négociants d'énergie

Entité commerciale engagée dans l'achat et la vente d'électricité, mais qui n'est pas propriétaire d'installations de production ni de transport d'électricité.

Organisme de réglementation

Entité qui jouit du pouvoir d'imposer une réglementation en vertu de l'autorité de la loi ou de quelque autre moyen légitime.

Ozone au niveau du sol ou ozone troposphérique

L'ozone au niveau du sol constitue le principal élément de la brumée urbaine. Les polluants atmosphériques gazeux réagissent en présence de lumière du soleil et de chaleur pour produire une brumée d'ozone troposhérique. Ce dernier n'est pas constitué d'émissions directes. Il est le résultat d'une réaction chimique qui survient dans l'atmosphère. Les deux principaux éléments de l'ozone sont les composés organiques volatils (COV) et ies oxydes d'azote (NO_x). Ces deux substances chimiques forment de l'ozone lorsqu'elles sont chauffées dans l'atmosphère.

Perte de réseau

Pourcentage de kilowattheures consommés par l'entreprise d'électricité qui n'est ultimement pas facturé à l'usager. Cette perte peut être liée à des pertes de lignes ou de transformation, à des erreurs de facturation, à une facturation estimative ou au vol d'électricité.

Pluies acides

Les pluies acides, qu'on appelle aussi *précipitations acides* ou *retombées acides*, sont des précipitations renfermant des quantités nocives d'acide nitrique et d'acide sulfurique, formés principalement par des oxydes d'azote et des oxydes de soufre libérés dans l'atmosphère lors de la combustion des combustibles fossiles. Elles peuvent se manifester sous la forme de précipitations humides (pluie, neige ou brouillard) ou sèches (émissions particulaires et gazeuses absorbées, particules d'aérosols ou poussières).

Point de livraison

Point où la société de transport par gazoduc cède la responsabilité du transport du gaz naturel au distributeur et où survient généralement une réduction de la taille des canalisations et de la pression d'acheminement.

Pointe

Puissance de production dont l'utilisation est normalement prévue seulement pour les périodes de charge maximale d'un intervalle de temps défini.

Prix d'équilibre

Prix auxquels un marché devient équilibré, de sorte qu'il devient impossible de réaliser d'autres gains en intensifiant le commerce.

Prix du marché au comptant

Les prix du marché au comptant sont déterminés au sein d'un marché au comptant et ils servent de base aux transactions de tous les achats et ventes au sein de ce marché au comptant.

Producteur d'électricité

Entité qui possède et qui gère une centrale électrique.

Profil de la charge

Quantité approximative d'énergie habituellement consommée chaque heure par un usager ou une catégorie d'usagers au cours d'une période de temps définie, comme un mois, compte tenu de la consommation totale d'énergie relevée au cours de la période définie. On a besoin des profils de la charge dans le cas des usagers qui ne sont pas pourvus de compteurs à intervalles; on les utilise pour répartir sur une base horaire la consommation totale en kWh relevée au cours du mois afin d'établir des transactions basées sur les prix horaires.

Puissance

Charge maximale qu'un groupe générateur, une centrale ou un appareil électrique peut produire dans des conditions données pendant une période de temps donnée sans dépasser les limites prescrites de température et de stress.

Réglementation

Surveillance d'un marché par un organisme administratif ou un organisme de réglementation, y compris toute intervention au sein des marchés visant à fixer les tarifs et les autres conditions et modalités en vertu desquelles doit être fourni un service réglementé. La réglementation traditionnelle cherche à restreindre les monopoles pour assurer l'existence de prix (tarifs), d'une production et de niveaux d'investissement comparables à ceux qui seraient présents au sein d'un marché concurrentiel.

Réglementation axée sur le rendement (RAR)

Mécanisme de fixation des tarifs qui tente de lier des récompenses (en général des profits) et des pénalités à des résultats ou des objectifs souhaités.

Réglementation douce

Méthode simplifiée de réglementation visant à accélérer le processus et à réduire les coûts tout en équilibrant les intérêts des diverses parties et à permettre à l'organisme de réglementation de s'acquitter de ses fonctions statutaires.

Réglementation du taux de rentabilité

Processus de réglementation en vertu duquel l'organisme de réglementation fixe les taux à un niveau qui couvrira les coûts d'exploitation et qui permettra de toucher un taux de rendement raisonnable sur les investissements immobiliers consacrés à l'entreprise. On l'appelle aussi *réglementation du coût du service*.

Régulation directe de la charge

Mesures d'un programme qui peuvent interrompre la charge des usagers pendant les périodes de pointe de consommation annuelles par une régulation directe de l'activité de l'exploitant du réseau d'électricité en coupant l'approvisionnement en énergie de chacun des appareils ou articles se trouvant dans les locaux de l'usager. Ce type de régulation de la charge touche généralement des usagers résidentiels. La régulation directe de la charge n'englobe pas les programmes de charge interruptible ni les autres mesures de gestion de la charge.

Réseau interconnecté

Deux réseaux individuels de transport d'énergie ou plus interconnectés au moyen d'une ou de plusieurs lignes de jonction.

Séparation ou dégroupement

Fractionnement d'un service groupé en ses diverses composantes de manière à permettre à l'usager de choisir d'acheter les différents éléments du service dont ils a besoin auprès de fournisseurs différents. Lorsque les ELD offraient seulement des services groupés, leurs abonnés ne pouvaient acheter du gaz ou de l'électricité que de l'ELD. Dans un environnement dégroupé, l'usager peut choisir d'acheter son gaz ou l'électricité qu'il consomme du fournisseur qu'il veut et l'ELD livre le produit au compteur de l'usager. Un dégroupement accru pourrait permettre à d'autres intéressés de fournir d'autres éléments du service, comme les services de facturation, de lecture des compteurs, de crédit et de perception.

Services accessoires

Les services accessoires sont les services essentiels au soutien du transport de l'énergie, des ressources aux usagers, en même temps qu'au maintien d'une exploitation fiable du réseau de transport. Les services accessoires englobent habituellement les réserves de fonctionnement, les déséquilibres de régulation et de fréquence, de même que la régulation et le soutien de la tension.

Sous-station

Matériel d'une installation qui permet la commutation, la modification ou la régulation de la tension électrique.

Tarif

Conditions et modalités en vertu desquelles un service ou un produit sera fourni, y compris les taux ou les frais que doivent payer les usagers du service ou du produit. Les tarifs sont généralement proposés par le dispensateur du service ou du produit et ils sont assujettis à une ratification réglementaire. Les taux et les conditions d'obtention d'un service de transport d'énergie sont habituellement définis à l'intérieur d'un *tarif*.

Tarif de distribution

Frais que paie l'usager pour le service local de transport (gaz naturel) ou de distribution (électricité) fourni par l'entreprise locale de distribution (ELD).

Tarif timbre-poste

Tarif appliqué à un secteur particulier qui ne varie pas en fonction de la distance entre le point de réception et le point de livraison. La Maritimes and Northeast Pipeline établira un tarif timbre-poste au Nouveau-Brunswick, car les tarifs de transport seront identiques peu importe l'endroit du Nouveau-Brunswick desservi par la conduite principale ou l'un des embranchements où le gazoduc acheminera le gaz.

Transit

Utilisation d'un réseau de transport interconnecté pour réaliser des transactions visant la transmission d'électricité à l'intérieur de ce réseau (transit interne), à l'extérieur du réseau (transit externe) ou à travers le réseau (transit transversal).

Transport de l'énergie

Déplacement ou transfert d'énergie électrique au moyen d'un groupe interconnecté de lignes et d'installations connexes entre divers points d'approvisionnement et des points où l'électricité est transformée en vue de sa distribution aux usagers, ou encore des points où l'électricité est distribuée à d'autres réseaux d'électricité.

Usager ou abonné final

Usager résidentiel, commercial ou industriel du marché de l'énergie qui achète de l'énergie aux fins de sa propre consommation et non à des fins de revente.